UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS- UFMG
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA-PPGEE

# REDUÇÃO DO TEMPO DE ELIMINAÇÃO DE FALTAS EM BARRAMENTOS INTERCONECTADOS EM ANÉIS MÚLTIPLOS

**Aluna**: Tumilla Cançado Duarte

**Orientador**: Clever Sebastião Pereira Filho

Universidade Federal de Minas Gerais- UFMG

**Belo Horizonte,**

**Janeiro de 2013**

**Tumilla Cançado Duarte**

# REDUÇÃO DO TEMPO DE ELIMINAÇÃO DE FALTAS EM BARRAMENTOS INTERCONECTADOS EM ANÉIS MÚLTIPLOS

Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**Área de Concentração:** Engenharia de Potência

**Linha de Pesquisa:** Sistemas de Energia Elétrica

**Orientador:** Clever Sebastião Pereira Filho
Universidade Federal de Minas Gerais- UFMG

**Belo Horizonte,**

**Janeiro de 2013**

# Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que profissionalmente me ajudaram a concretizar esse sonho, em especial ao engenheiro Paulo Rogério P. Nazareth por sua amizade, conhecimento e paciência em ter me ensinado a técnica do estudo da seletividade e proteção em um sistema industrial, ao colega, o engenheiro Leonardo Adolpho por ter me ensinado a buscar a excelência nos estudos de engenharia, ao engenheiro Manoel Eustáquio dos Santos que me ajudou plenamente com suas orientações nesse trabalho e na área de proteção do sistema elétrico, aos colegas José Geraldo de Carvalho Coelho, Nilton Gomes, Paulo Roberto Teixeira de Queiroz e ao Rafael Pinto de Souza por terem colaborado em meu crescimento técnico na engenharia de campo.

Quero também agradecer aos professores da UFMG e do LRC por terem me recebido de braços abertos e por ministrarem aulas que nos fazem crescer como profissionais de engenharia elétrica.

Agradeço às minhas irmãs pela amizade, ao meu pai por sua sabedoria, ao Sérgio por seu companheirismo e, sobretudo a Deus por ter me dado uma mãe que sabe me orientar em todos os meus momentos, tanto profissionais quanto pessoais e, que sem ela, nada disso teria sido possível.

# Resumo

Um sistema elétrico industrial é normalmente composto por uma subestação principal que recebe energia da concessionária local e de várias subestações localizadas nas diversas áreas industriais. Essas subestações são interligadas à principal e entre si por linhas de transmissão formando uma topologia de anéis. Essa topologia tem por finalidade permitir maior confiabilidade operacional do sistema elétrico. No presente trabalho é estudado um sistema elétrico industrial projetado e construído na década de 70 com as características semelhantes ao mencionado, com as subestações industriais interligadas entre si e à subestação principal por linhas de transmissão na tensão de 69 kV. Neste sistema a proteção das linhas de transmissão é feita por relés diferenciais de fio piloto e a proteção dos barramentos em 69 kV é feita por relés direcionais de sobrecorrente. A proteção adotada para os barramentos, quando coordenada, acarreta em elevados tempos de eliminação de faltas. São então estudadas alternativas de proteção dos barramentos, que minimizam esses tempos de eliminação de falta. É apresentado um esquema de proteção que garante a redução destes tempos com o mínimo de modificações, menores custos de instalação e um menor tempo de parada e redução de produção.

# Abstract

An industrial electrical system is usually compound of a main substation that receives electrical power from the local electrical utility system and from other substations located in several industrial areas. These substations are connected to the main one and to the others by transmission lines in multiple ring structures. This topology is to enable greater operational reability of the electrical system. In this work is studied an electrical power system that was built in 70's decade with similar characteristics to the system mentioned earlier, with the substations interconnected to main one by transmission lines in 69 kV voltage level. In this system the transmission lines protection is made by pilot wire differential relays and the buses protection in 69 kV voltage level is made by AC directional overcurrent relays. The type of protection used for the buses, when coordinated, leads to high fault clearing time. Some alternatives were studied for buses protection in order to reduce the fault clearing time. It is shown a protection scheme to reduce the fault clearing time with a few changes, lower setup costs and a short downtime.

# Sumário

# Lista de Figuras

# Lista de Tabelas

# Glossário

SE – Subestação

LT- Linha de transmissão

Pick up- valor de grandeza (tensão, corrente e etc) para o qual o relé inicia a atuação;

Tape- valor de ajuste de um relé (normalmente para a unidade temporizada);

TC- transformador de corrente;

TP- transformador de potencial;

SEP- Sistema elétrico de potência

Ajuste ou característica de um relé- curva característica tempo x corrente de um relé;

DT- dial de tempo; são ajustes utilizados para temporizar um relé;

Coordenograma ou folha de seletividade- gráfico em escala bilogarítmica com o tempo em ordenada e a corrente em abcissa (txI) em que é feita a folha de seletividade;

IED- Intelligent Electronic Device;

Trip – sinal de desligamento enviado por um relé;

# 1- INTRODUÇÃO GERAL

Uma instalação industrial é constituída para produzir continuamente e economicamente. A produção depende, dentre vários pontos, da adequação e da continuidade de fornecimento de energia elétrica e as interrupções de fornecimento podem ser avaliadas diretamente como perdas de produção.

O trajeto normal da corrente elétrica em um sistema de distribuição de energia é da fonte geradora até a carga por meio de condutores (cobre ou alumínio), passando por transformadores e linhas de transmissão. Entende-se como fonte geradora a concessionária de energia local, sistemas de geração interna, podendo ser um ou outro ou os dois. Perda de isolamento de cabos, descargas atmosféricas nas linhas de transmissão com rompimento da tensão de isolação, árvores próximas às linhas, vida útil de equipamentos e outros fatores, podem fazer com que a corrente elétrica siga um trajeto anormal conhecido como curto-circuito ou falta. Um curto-circuito possui uma capacidade destrutiva que pode causar danos aos equipamentos, às pessoas, quedas de tensão, perda de estabilidade do sistema e interrupção de fornecimento de energia com consequente perda no processo produtivo.

A função dos relés e dos sistemas de proteção é o de atuar e desligar os disjuntores de modo a isolar somente a parte defeituosa do sistema o tão rapidamente quanto possível, a fim de minimizar os danos na ocorrência de uma falta.

Assim, a principal contribuição deste trabalho é a de propor uma melhoria na proteção de barramentos de um sistema elétrico de potência industrial configurado em anéis múltiplos na tensão de 69 kV na ocorrência de um uma falta trifásica ou fase fase, por meio de ligação diferencial de relés de sobrecorrente com consequente redução do tempo de atuação.

A metodologia utilizada é baseada em uma revisão bibliográfica de filosofias de proteção para barramentos em anéis múltiplos e modelagem do sistema elétrico estudado, a fim de se obter simulações de fluxo de potência, curto-circuito e coordenação e seletividade com foco em sistemas de proteção.

Este texto foi dividido em seis capítulos da seguinte forma:

- No capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica sobre os sistemas de proteção, ou seja, elementos imprescindíveis para o bom funcionamento do sistema, como os relés, as funções de proteção que serão tratadas neste trabalho, redutores de medidas, os modelos de proteção de barras existentes e suas características;
- O capítulo 3 é modelado o SEP a ser estudado neste trabalho com foco na filosofia de proteção atual abrangendo de forma sucinta a proteção de barramentos. O intuito desse capítulo é mostrar a filosofia de proteção adotada nesse sistema industrial de forma a tornar claro ao leitor os motivos que levaram a se pensar em uma melhoria na filosofia de proteção dos barramentos de 69 kV;
- No capítulo 4 é apresentada a melhoria proposta no contexto do sistema elétrico atual e futuro e suas características;
- No capítulo 5 são apresentadas as conclusões finais e propostas de continuidade;
- No capítulo 6 estão as referências bibliográficas.

# 2- SISTEMAS DE PROTEÇÃO

## 2.1 – Introdução

A energia elétrica deve estar disponível ao consumidor final na tensão e frequência adequadas e na quantidade que ele precisa. Para que seja assim é necessário haver planejamento, instalação e operação adequadas de geradores, transformadores e linhas de transmissão e distribuição. Para o usuário, a energia tem de ser constante, ter capacidade infinita e não sofrer perturbações, mas o que acontece é que o sistema está sujeito a distúrbios diversos sendo esses causados por fenômenos da natureza, manutenção e operação inadequadas e outros fatores que resultam em falha do equipamento. Os sistemas elétricos são susceptíveis a defeitos diversos que resultam, em sua maioria, no corte de energia elétrica e nos casos mais graves em danos severos a equipamentos e pessoas. Curtos-circuitos, sobrecargas, sobretensões são os defeitos mais comuns de se encontrar em sistemas elétricos, principalmente os industriais.  Apesar de sofrer diversas perturbações, o sistema deve se manter quase que em funcionamento normal, estável.

Proteção é uma das áreas da engenharia elétrica que estuda os princípios de operação e funcionamento de relés e demais equipamentos de proteção, como fusíveis e disjuntores, com curvas térmicas, magnéticas e de fuga para a terra, que detectam condições anormais no sistema, eliminando-a da maneira mais rápida e eficiente possível, com o intuito de retornar à sua operação normal o mais rapidamente possível.

A velocidade de resposta é um dos requisitos fundamentais em proteção. Em casos são exigidas atuações em milisegundos e no máximo em segundos, dependendo do tipo de falta e da capacidade de interrupção das correntes de curto-circuito dos equipamentos envolvidos,  de modo que não cause maiores danos ou mesmo que interfira na operação dos demais componentes do sistema. A resposta deve ser rápida, automática e causar o mínimo de transtorno possível.

A proteção elétrica não é preventiva, mas paliativa porque sua presença não elimina a possibilidade do defeito em ocorrer, mas restringe os resultados danosos. A proteção tem como função secundária permitir que o tipo de falta e sua localização sejam rapidamente identificados.

O capítulo em questão irá tratar dos equipamentos usados para a proteção do sistema, os tipos de proteção de barramentos existentes fazendo uma análise a respeito de cada uma.

## 2.2 – A natureza da proteção

As proteções estão preparadas para removerem de serviço algum elemento do sistema que está no momento operando de forma inadequada. De modo geral, relés não preveem falhas de equipamentos e nem que haverá essa falha, eles operam depois que detectam alguma anormalidade. Logo, o maior propósito é limitar, dentro do possível, maiores falhas a processos industriais, consumidores, a equipamentos e minimizar danos a pessoas e remover a falta o mais rápido possível. Os dispositivos utilizados com a finalidade de detectarem anomalias e enviarem sinal de comando para a abertura e interrupção das faltas são os relés. Os relés a serem empregados dependem do tipo de anormalidade que se quer tratar.

Os disjuntores são dispositivos constituídos de contatos com alto poder de interrupção da corrente elétrica e normalmente operam sob o comando dos relés.  A partir da média tensão é comum encontrar o grupo formado por disjuntor e relé, mas em sistemas com nível de tensão mais baixa a detecção do defeito e sua interrupção é feita pelo próprio disjuntor. Esses disjuntores possuem dispositivos de sobrecorrente com elementos de ação temporizada e instantânea que atuam no mecanismo de abertura. O elemento de ação temporizada é constituído por um par bimetálico e sua característica de tempo é do tipo inverso, ou seja, quanto maior a corrente passante, menor o tempo de atuação. O elemento de ação instantânea é constituído de um magneto que atua de forma imediata para correntes muito elevadas, caracterizando a existência de um curto-circuito. A figura 2.1 ilustra essa característica tempo versus corrente. Nela há unidade temporizada caracterizada por uma curva longa que começa do valor nominal de corrente do sistema até o início da parte instantânea em vertical. Em

alguns disjuntores o valor da unidade instantânea é ajustável, o que pode ser visto pelas letras B, C e D.

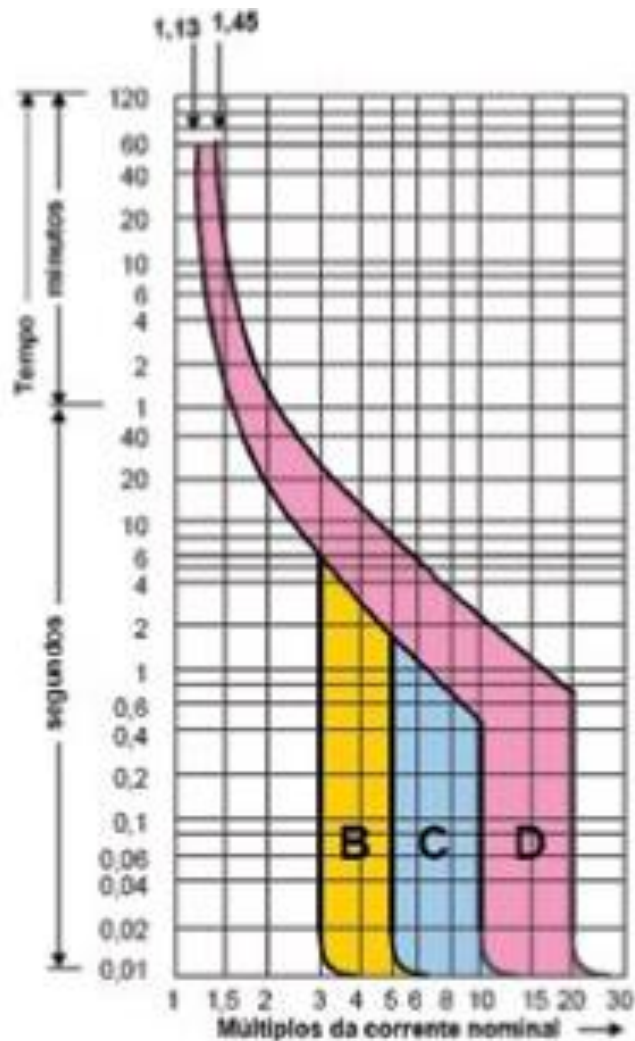



Figura 2.1- Curva característica tempo x corrente típica de disjuntores. Fonte: [25]

Os fusíveis possuem uma interrupção que acontece pelo rompimento do elo fusível na ocorrência de elevados níveis de corrente e são responsáveis por detectar a falha e interromper a corrente. A combinação de disjuntores e relés permitem a detecção e eliminação de uma grande variedade de falhas, não somente sobrecorrente, por isso sendo amplamente utilizados.

A aplicação de fusíveis é muito utilizada em instalações industriais porque em geral a anormalidade que provoca o rápido desligamento do aparelho é a sobrecorrente, que pode ser representada por curto-circuito ou sobrecarga e a utilização do conjunto disjuntor- relé não é justificável economicamente.

Os relés de proteção são utilizados para detectar os falhas a que o sistema fica exposto. Pode-se dizer que a principal função de um relé de proteção é eliminar os efeitos de curtos circuitos e outros tipos de falhas de modo a reduzir danos em equipamentos, pessoas, garantir a estabilidade do sistema e, a segunda, é permitir a localização e a identificação do tipo de defeito. A figura 2.2 ilustra um conjunto disjuntor-relé.

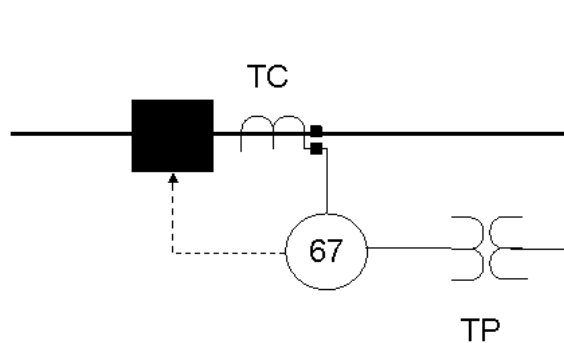



Figura 2.2- Conjunto Disjuntor- Relé

O para raios é outro equipamento de proteção largamente utilizado no sistema industrial. Possuem a função de descarregar para a terra as correntes transitórias provocadas por descargas atmosféricas evitando uma sobretensão nos equipamentos das instalações elétricas.

### 2.2.1- Requisitos básicos de um sistema de proteção

Um sistema de proteção complexo é tão prejudicial quanto um sistema simples. O ideal é que e encontre um sistema que preencha os seguintes requisitos:

- Seletividade: isolar somente o trecho ou equipamento defeituoso;
- Sensibilidade: operar para o menor curto-circuito no sistema elétrico, para cuja detecção tenha sido projetado evitando que o defeito adquira maior proporção;
- Rapidez: isolar o circuito protegido tão logo exista o defeito para cuja detecção tenha sido projetado;
- Simplicidade: ser tão simples quanto recomendável;
- Economia: proporcionar uma proteção adequada com um custo mais econômico.

Os requisitos citados têm por finalidade obter o máximo de confiabilidade da proteção dentro dos limites econômicos de cada instalação. Entende-se por confiabilidade da proteção a operação correta para os prováveis defeitos do sistema elétrico.

Dentro dos sistemas de proteção há a proteção principal e a de retaguarda. A proteção principal é aquela configurada para atuar imediatamente à falha e a de retaguarda é como forma de redundância para a não operação da proteção principal, ou seja, uma proteção que atua no caso da proteção principal falhar, não exigindo dela a mesma eficiência. É conhecida como proteção de backup e são equipamentos distintos a proteção principal e a retaguarda.

## 2.3 –Elementos de proteção

O relé é o dispositivo responsável por proteger os sistemas elétricos na iminência de variações que provoquem seu funcionamento anormal. Basicamente existem três itens que fornecem as informações necessárias para que os relés façam a distinção do que é a operação correta da que não é: tensão, corrente e o ângulo entre a tensão e corrente.

Os primeiros relés foram os eletromecânicos, depois com o advento da eletrônica passaram a ter os eletrônicos, depois os digitais e hoje há o que se conhece por IED (Intelligent Electronic Device).

Constituídos de elementos de operação, bobina, e um conjunto de contatos, o sistema de operação recebe as informações de corrente e/ ou tensão vindas dos TC e TP. Esses valores medidos são analisados e transformados em um movimento de contatos, caso seja necessário. Os contatos serão fechados em situação de atuação da proteção na existência de um defeito no circuito ou equipamento, energizando os circuitos de alarme e efetuando a abertura do disjuntor. Os leds e as bandeirolas são as formas visuais de indicação de operação. Há outras como mensagens enviadas a sistemas de controle, como PLC e mensagens na IHM de alguns relés.

### 2.3.1- Funções e Curvas de Proteção

As curvas de proteção são a forma utilizada pelos equipamentos para detectar uma falha e eliminá-la partir da leitura de valores de corrente durante um determinado tempo. Elas são analisadas e impressas em uma folha com escalas logarítmicas nos eixos horizontal (corrente) e vertical (tempo). Há vários tipos de curvas, as que são desenvolvidas por fabricantes de equipamentos de proteção e aquelas normatizadas, IEC e IEEE. As  mais utilizadas e encontradas, sendo comumente denominadas de curva de tempo inverso, ou normal inversa, curva de tempo muito inverso, curva de tempo extremamente inverso e curva de tempo ultra inverso, como pode ser visto na figura 2.3.

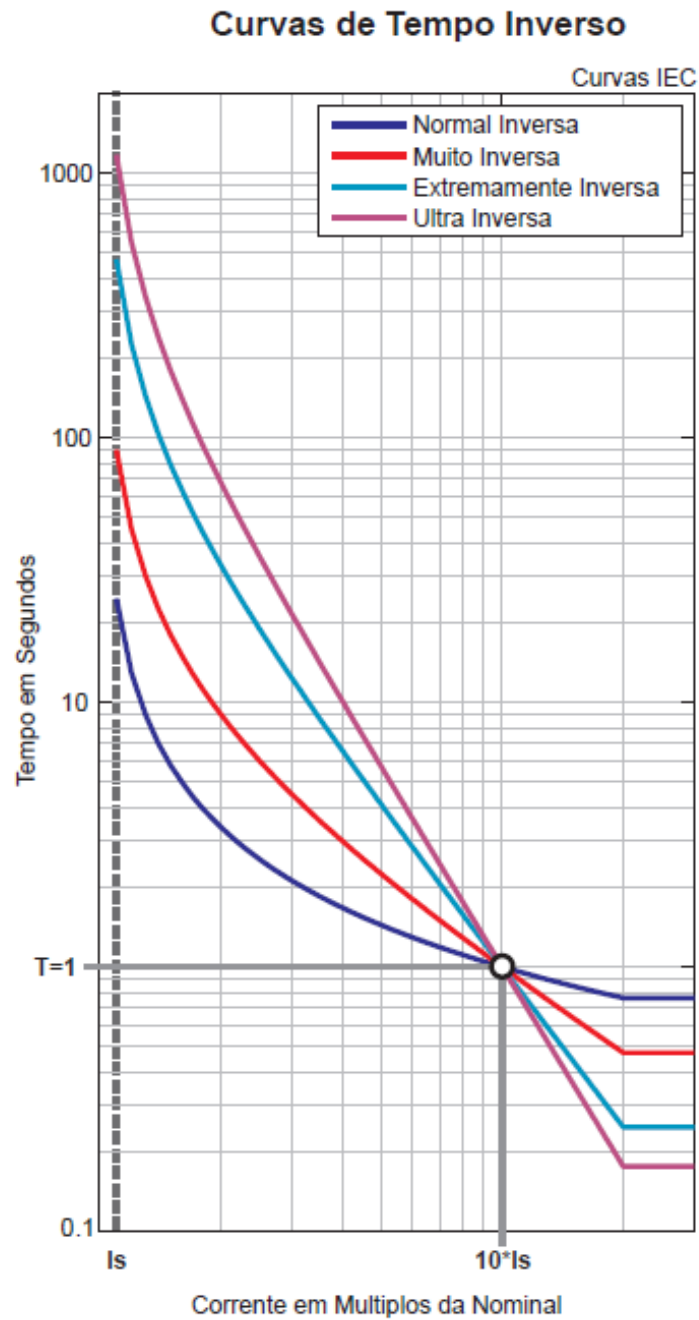



Figura 2.3- Comparação entre curvas IEC. Fonte: [23]

A curva com característica de tempo inverso é indicada em esquemas onde a corrente depende principalmente da capacidade de geração do sistema no momento da falta. Características de tempo muito inverso e extremamente inverso são indicadas em esquemas onde a corrente de falta depende principalmente da posição da falta em relação ao relé e praticamente independe da capacidade de geração do sistema.

De açor do com [56], em sistemas onde o valor de corrente de curto-circuito circulando em um determinado relé depende principalmente da localização do ponto de curto em relação ao relé e varia muito pouco em relação à capacidade do sistema gerador, a aplicação de relés com características muito inversas poderá resultar em tempos de operação bem mais rápidos do que o uso de relés com características inversas. Porém, quando o valor da corrente de curto-circuito é predominantemente dependente da capacidade de geração existente no momento do curto é mais vantajoso usar relés com características inversas.

As características extremamente inversas são particularmente adequadas para proteção de circuitos alimentadores de distribuição primária já que eles coordenam melhor com fusíveis e religadores e podem ser ajustados para permitirem a circulação de correntes elevadas transitórias que ocorrem quando um desses circuitos é restaurado após ter estado fora de serviço durante um longo período de tempo, conforme [56]. Esses tipos de circuitos alimentadores fornecem , geralmente, energia elétrica a um grande número de dispositivos automático, de operação intermitente como refrigeradores, bombas, aquecedores, condicionadores de ar e etc. Em operação normal existe uma grande diversidade entre estas cargas e a corrente total consumida é bastante inferior à soma das correntes nominais individuais. Contudo após uma saída prolongada de serviço dos alimentadores, todos os dispositivos e equipamentos citados começam a operar simultaneamente provocando um pico inicial elevado de corrente. A característica temporizada extremamente inversa é especialmente adequada para esta aplicação. Os equipamentos de proteção do sistema elétrico estudado neste trabalho possuem curvas de característica de tempo muito inverso.

Há também uma curva bastante utilizada, principalmente em proteções à terra, que é a tempo definido. Ela consiste em se determinar um valor de corrente e um tempo e a atuação do dispositivo de proteção será feito com o mesmo valor de tempo para qualquer valor de corrente acima do valor de pick up estipulado. A figura 2.4 ilustra essa curva para diversos valores de pick up e tempo.

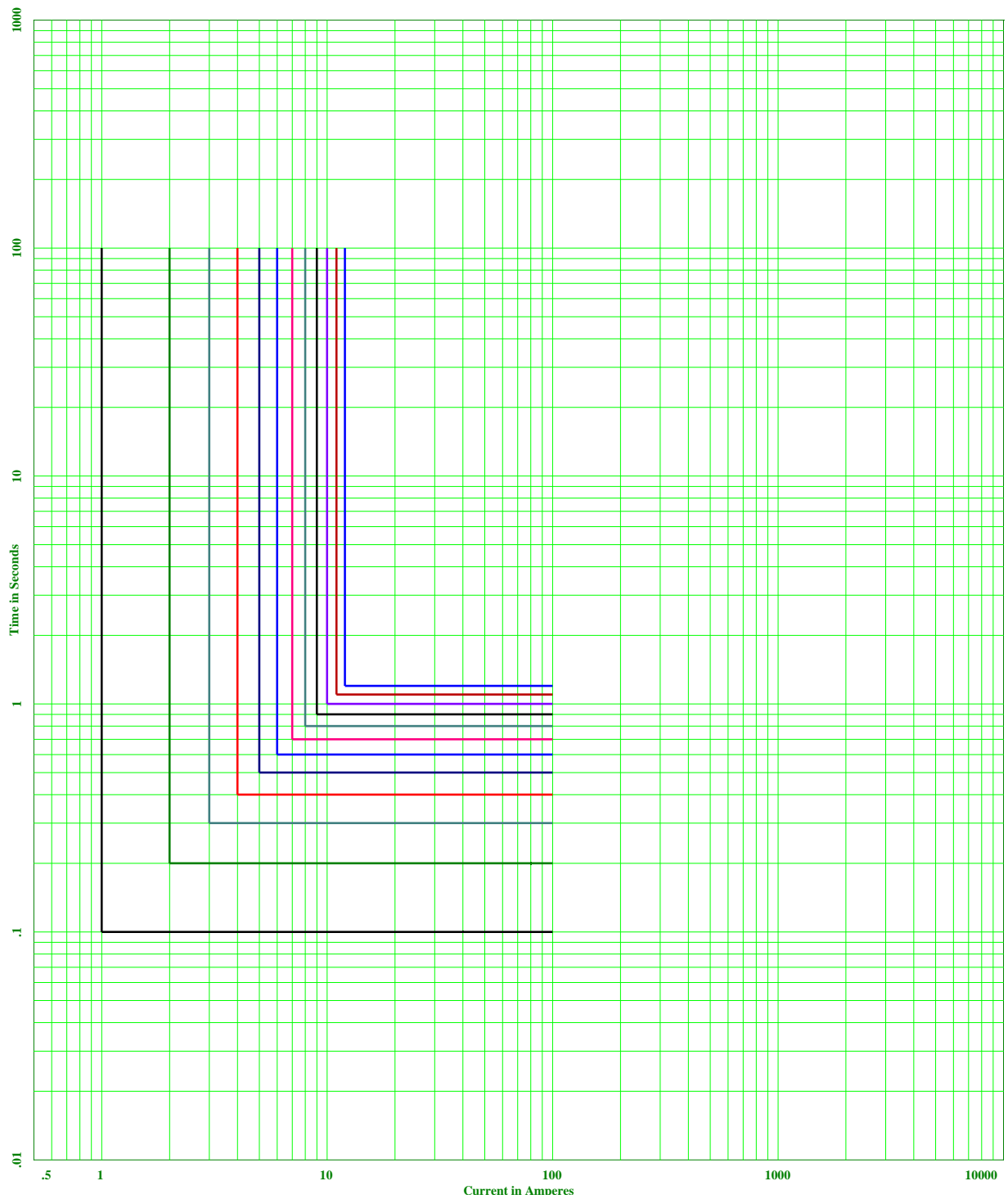



Figura 2.4- Curvas tempo definido no plano tempo x corrente. Fonte:[36]

Além das curvas, as funções de proteção recebem uma designação numérica de modo a facilitar sua representação em equipamentos de proteção e diagramas unifilares, conforme a IEEE Std. C37.002-1996. Na tabela 2.1 são retratadas algumas das funções de proteção encontradas no SEP e/ou mencionadas neste trabalho, com sua respectiva designação numérica.

Tabela 2.1- Lista de algumas funções de proteção. Fonte: [28]

| 21 | Relé de distância (Relé de Impedância) |
|---|---|
| 50 | Relé de sobrecorrente instantânea de fase não direcional |
| 50G | Relé de Sobrecorrente instantânea de terra não direcional |
| 51 | Relé de sobrecorrente temporizada de fase não direcional |
| 51G | Relé de sobrecorrnte temporizada de terra não direcional |
| 51N | Relé de sobrecorrente residual de neutro não direcional |
| 52 | Disjuntor |
| 64 | Relé de detecção de terra (sobretensão à terra) |
| 67 | Relé de sobrecorrente direcional de fase |
| 67N | Relé de sobrecorrente direcional de terra |
| 86 | Relé de bloqueio |
| 87 | Relé de proteção diferencial de fase |

## 2.3.2 – Relés

Os relés eletromecânicos baseiam-se nas teorias eletromagnéticas, possuindo entradas de corrente e tensão ou um ou os dois.

Os relés modelo IBC/IBCG fabricados pela GE são exemplos de relés indicados para proteção de sobrecorrente direcional de fase e terra, respectivamente, possuindo unidades temporizada e instantânea e são utilizados nas proteções do sistema elétrico estudado neste trabalho. Por ser um relé eletromecânico, o modelo a ser escolhido depende do tipo de curva que se quer usar.

Figura 2.5- Relés GE IBC 53 e IBC 53 G. Fonte:[40]

Tabela 2.2-Indicação de modelo como tipo de curva de tapes. Fonte: [40]

| **Família de modelos** | **Característica tempo corrente** | **Tapes da unidades temporizadas** |
|---|---|---|
| IBC 51 | Tempo inverso | 0,5 - 4,0 |
| IBC 52 | | 2,0 - 16 |
| IBC 53 | Tempo muito inverso | 0,5 - 4,0 |
| IBC 54 | | 1,5 - 12 |
| IBC 77 | Tempo extremamente inverso | 0,5 - 4,0 |
| IBC 78 | | 1,5 - 12 |

Além dos tapes de unidade de sobrecorrente temporizada ainda há os valores para unidade instantânea, podendo selecionar duas unidades tipo armadura articulada com suas próprias bandeirolas de sinalização.

Logo, para se obter um relé eletromecânico precisava-se saber exatamente os valores que se ajustaria porque cada modelo possui a sua curva característica. Além desse fato, esses relés são monofásicos, ou seja, um por fase. Se houver interesse em colocar relé de sobrecorrente nas fases A, B e C, deve-se dispor de três relés idênticos, além de um outro para falta à terra.

Com o advento da tecnologia os relés eletromecânicos foram sendo substituídos por relés eletrônicos ou estáticos e, mais para frente por relés digitais, os mais utilizados atualmente.

Em relação aos relés eletromecânicos, os relés digitais permitem que se tenha uma grande variedade de funções e curvas de proteção para as três fases de um sistema trifásico em um único equipamento, algo impossível com os relés eletromecânicos. Esta característica permite que os intervalos de coordenação sejam reduzidos resultando em uma eliminação mais rápida do defeito. Associado a isso, há também sistema de medição de corrente e tensão, configurações para registro de oscilografias e configuração de proteção por lógica.

### 2.3.4 – Transformadores para Instrumentos

Os transformadores para instrumentos são usados com a finalidade de reduzir correntes e tensões a valores economicamente manipuláveis em relés de proteção, medidores e outros aparelhos de instrumentação de modo a proporcionar isolamento entre o circuito de alta

tensão e os instrumentos garantindo segurança pessoal. A redução deve seguir uma proporção específica de modo que os valores primários sejam proporcionais às grandezas dos circuitos de força.

Apenas duas grandezas são medidas por meio de transformadores de instrumentos: corrente e tensão. E, para medi-las são usados transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TPs).

A instrumentação e a medição requerem boa exatidão dos TCs e TPs sob condições normais de tensão e corrente. A proteção necessita ainda que os transformadores de corrente tenham valores de corrente iguais aos passantes no sistema de potência e que suportem valores de curto em torno de 20 vezes a sua capacidade nominal.

Já os transformadores de potencial devem entregar um valor de tensão que pode ser igual ao seu nominal, abaixo ou acima, no caso de uma subtensão ou sobretensão no sistema.

#### 2.3.4.1- Transformador de Corrente (TC)

São normalmente equipamentos monofásicos que possuem o primário ligado em série com o circuito principal, de alta, e o secundário ligado a relés e instrumentos de medição, cujo valor da corrente secundária é substancialmente proporcional ao valor de corrente primária e depende da relação de corrente.

O TC possui dois enrolamentos, um do lado de alta e outro do lado de baixa, sendo um lado denominado primário e o outro secundário. Ambos os lados são isolados eletricamente um do outro, contudo são acoplados magneticamente. São usados para reduzir o valor de corrente do sistema de potência a um valor aceitável para ser lido em equipamentos de medição e proteção, isto é, de modo que os instrumentos como os relés e medidores de energia possam registrar a corrente passante no sistema sem que seus circuitos internos sejam danificados. Os valores mais comumente encontrados são 1 A e 5 A [3].

Os TCs também promovem a segurança de pessoas reduzindo a um valor baixo a corrente medida em um sistema de alta tensão, como 69 kV e padronizam os valores de corrente de relés de medidores.

A polaridade de um TC indica a direção das correntes primárias e secundárias. Ela é a forma de enrolar o TC e são duas: a polaridade subtrativa e a aditiva. Na polaridade subtrativa o secundário é enrolado de forma invertida em relação ao primário. Pelas figuras 2.6 e 2.7 vê-se que quando a corrente I1 entra no ponto P1 (polaridade primária do TC), a corrente secundária I2 sai pela polaridade S1 (polaridade secundária do TC). Na polaridade aditiva o enrolamento secundário está enrolado no mesmo sentido em relação ao primário. Quando a corrente primária I1 entra na polaridade P1, a corrente secundária I2 sai pela polaridade S2, como pode ser visto nas figuras 2.8 e 2.9.

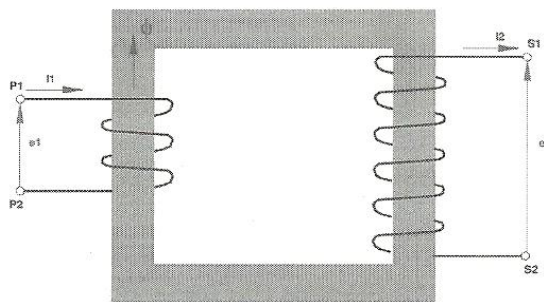



Figura 2.6 – Representação de um TC de polaridade subtrativa. Fonte:[10]

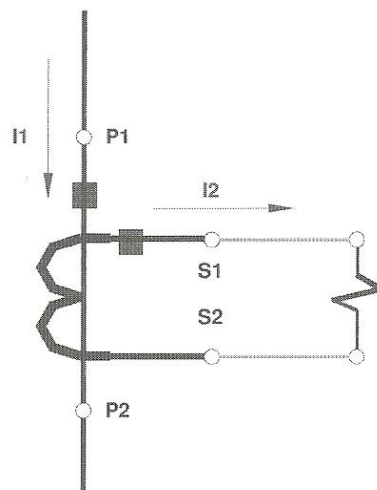



Figura 2.7 – Representação esquemática de um TC de polaridade subtrativa em unifilar. Fonte: [10]

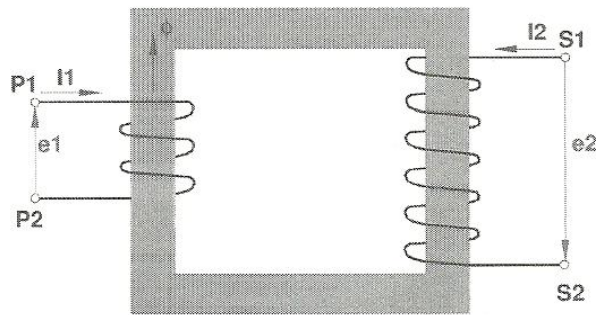



Figura 2.8 – Representação de um TC de polaridade aditiva. Fonte: [10]

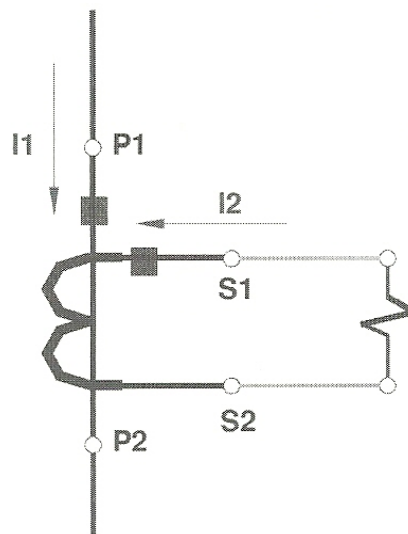



Figura 2.9 – Representação esquemática de um TC de polaridade aditiva em unifilar. Fonte: [10]

Apesar de todos os transformadores de corrente possuírem o mesmo princípio de funcionamento, há algumas características que diferem os que são de proteção e os que são de medição, a saber:

- Os transformadores de corrente para medição possuem classe de exatidão de 0,3 , 0,6 e 1,2 % ,conforme [3];
- Os transformadores de corrente para proteção possuem classe de exatidão de 10%. De acordo com [3], considera-se que um TC de proteção está dentro de sua classe de exatidão quando seu erro se mantém dentro dos 10% para valores de corrente de até 20 vezes a corrente nominal do mesmo;

- Os núcleos dos TCs de medição são feitos de materiais de alta permeabilidade magnética, ou seja, pequena corrente de magnetização levando a poucas perdas e poucos erros. Entretanto, entram em saturação rapidamente quando uma corrente no enrolamento primário atinge um valor próximo a quatro vezes o valor da corrente nominal primária;
- Os núcleos dos TCs de proteção são feitos de materiais que não possuem a mesma permeabilidade magnética que os TCs de medição, no entanto, só irão saturar para correntes primárias muito superiores ao seu valor nominal, da ordem de 20 vezes. Esse comparativo entre os dois tipos de transformadores de corrente pode ser visto na figura 2.10.
- 

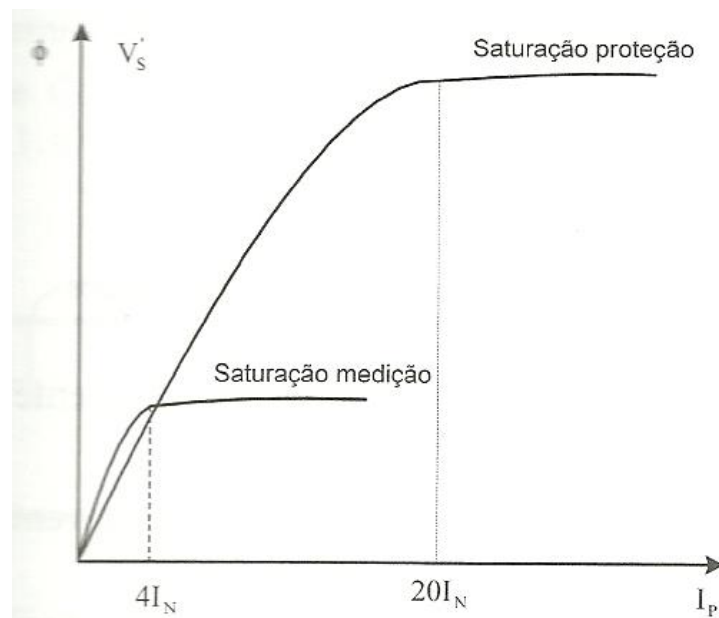



Figura 2.10- Curvas de saturação de TCs de medição e proteção. Fonte: [55]

Demais características dos transformadores de corrente como saturação e circuito equivalente podem ser conferidos nos materiais indicados nos itens [3], [10],[30],[45],[46] das referências bibliográficas deste trabalho.

### 2.3.4.2- Transformador de Potencial (TP)

São equipamentos cuja finalidade é reduzir o valor de tensão de um circuito a níveis compatíveis com instrumentos de medição e relés de proteção os isolando eletricamente do circuito de potência, além de promover a segurança do pessoal e reproduzir fielmente a tensão do circuito do lado primário no lado secundário.
Funções de proteção com a direcional de sobrecorrente de fase e terra necessitam de valores de tensão para, assim, definirem a direcionalidade da falta e determinarem a atuação ou não do dispositivo de proteção.

## 2.4 – Proteção de Barramento

De acordo com [57], um barramento é geralmente um elemento crítico de um sistema de potência por ser o ponto de convergência de muitos circuitos, linhas de transmissão, geração e cargas. Uma falta em um barramento leva a várias faltas simultâneas e envolve elevados valores de corrente de curto-circuito devido à quantidade de circuitos conectados. Dependendo de sua importância, uma subestação pode ter diversas barras com o intuito de possibilitar manobras sem perder a continuidade do serviço. Por isso, a proteção escolhida dependerá da importância do barramento para o sistema.

Proteção de barramento de alta velocidade é usualmente prevista para limitar os efeitos danosos sobre equipamentos, estabilidade do sistema de potência ou para manter a continuidade do atendimento à maior quantidade de cargas possível [57].

De acordo com [7], defeitos em barramentos correspondem a 5% das ocorrências relatadas em sistemas elétricos. Quando ocorrem, há a desconexão da barra do sistema com perda de continuidade do serviço.

A partir das referências [31] e [57], as proteções de barras foram divididas em grupos e detalhadas mais adiante conforme:

- Proteção diferencial de barras;
- Proteção de barras com relé diferencial parcial;
- Proteção de barras por comparação direcional;

## 2.4.1- Esquemas diferenciais aplicados a barramentos

### 2.4.1.1- Proteção diferencial de barras

A proteção diferencial de barras pode ser feita utilizando relés de sobrecorrente ou relés diferenciais. Ele compara os valores das correntes que entram com os valores das correntes que saem da barra e, caso haja alguma diferença superior ao valor ajustado, ocorre a atuação com envio do sinal para permitir a abertura dos disjuntores e isolar o trecho defeituoso. A proteção diferencial não é sensibilizada por defeitos ocorridos fora da zona protegida, mas pode atuar por erros inerentes aos transformadores de corrente. Entende-se por zona protegida a região compreendida entre os transformadores de corrente instalados de um lado e do outro a que se quer proteger. Assim consegue-se obter rapidez e seletividade em uma proteção de barra. É normalmente aplicada em barramentos com elevada complexidade, ou com muitas fontes ou que tenham vários barramentos no mesmo nível de tensão e funciona como uma função complementar a uma função de sobrecorrente não direcional ou quando se quiser satisfazer os seguintes itens:

- Grau de exposição a faltas: quando o meio a que o barramento estiver inserido estiver muito susceptível a faltas;
- Estabilidade: quando se deseja aumentar ou manter a estabilidade do sistema perante uma falta devido à sua rapidez de atuação;
- Seletividade dos barramentos: quando se deseja retirar de funcionamento somente a barra em defeito, permitindo a operação do restante do sistema;
- Efeito da falta no sistema elétrico e no processo produtivo: a proteção diferencial minimiza os danos ao barramento permitindo a volta rápida do processo produtivo.

A figura 2.11 mostra um esquemático de aplicação dessa proteção. Nela percebe-se um esquema com duas barras, cada qual com uma fonte e suas cargas interligadas por um disjuntor, tendo transformadores de corrente para medir a corrente que chega e que sai dos barramentos, configurando assim uma operação normal ou não. Essa proteção pode ser feita utilizando relés de sobrecorrente não direcionais, sendo assim considerada uma proteção diferencial de barras com relé de sobrecorrente.

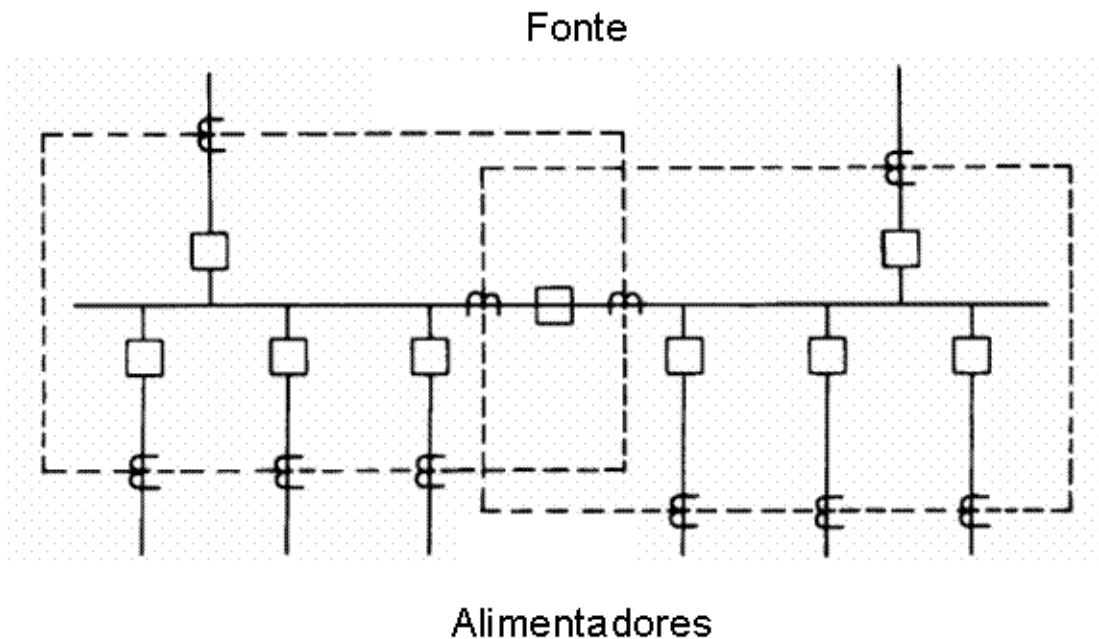



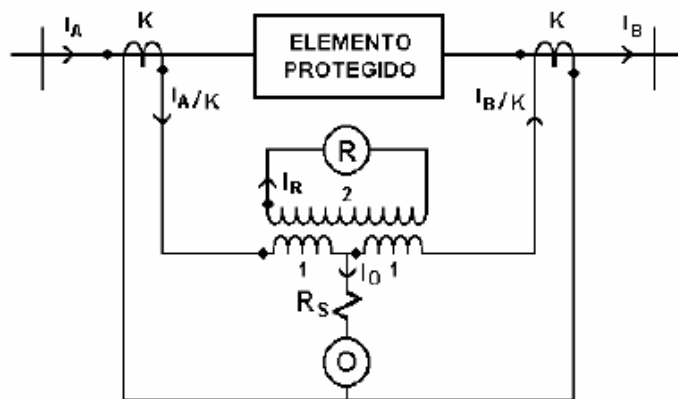
Figura 2.11- Esquema de proteção diferencial de barras. Fonte: [23]

Os métodos utilizados como proteção diferencial são [31], [57]:

- Proteção diferencial de barras com relé de sobrecorrente;
- Proteção diferencial de barras por porcentagem diferencial;
- Proteção diferencial de barras com acopladores lineares;
- Proteção diferencial de barras com relé de sobretensão;
- Proteção de barra de alta impedância.

A proteção diferencial de barras feita com relés de sobrecorrente não direcionais. De acordo com [6], dado um elemento protegido, a atuação se efetivará se na zona protegida houver uma falta, de modo que o valor da corrente que chega ao TC de entrada seja diferente do valor indicado no TC de saída. O relé não opera em condição normal ou para faltas externas e opera para faltas internas, ou seja, faltas na região protegida.

Já a proteção diferencial de barras feita por relés de porcentagem diferencial é ilustrada na figura 2.12, sendo muito utilizada em proteção de transformador, motor, gerador, barramentos. Ele se baseia na interação de suas bobinas, a de restrição e a de operação. A atuação dessas duas bobinas garante que não se tenha operação do relé para faltas externas à zona protegida. Ainda de acordo com a figura 2.12, na operação normal ou para um curto-circuito externo à barra tem-se uma forte restrição e uma fraca operação garantindo a não

operação do relé diferencial não percentual. Já para faltas internas as correntes IA e IB se anulam, ou quase se anulam, ficando a proteção diferencial praticamente sem restrição. A corrente de operação do relé se torna igual à soma das correntes IA e IB (cada qual com sua respectiva relação de TC) ficando o relé submetido a um elevado valor de corrente de operação e um reduzido valor de corrente de restrição, garantindo a sua atuação.

***(b) PRINCÍPIO BÁSICO***

☑ ***OPERAÇÃO NORMAL OU FALTAS EXTERNAS***

$$\begin{cases} I_O = \dfrac{I_A}{K} - \dfrac{I_B}{K} \approx 0 \\ I_R = \dfrac{1}{2}\left(\dfrac{I_A}{K} + \dfrac{I_B}{K}\right) \neq 0 \end{cases} \Rightarrow \frac{|I_O|}{|I_R|} \approx 0 \Rightarrow \textit{RELÉ NÃO OPERA}$$

☑ ***FALTAS INTERNAS***

$$\begin{cases} I_O = \dfrac{I_A}{K} + \dfrac{I_B}{K} \neq 0 \\ I_R = \dfrac{1}{2}\left(\dfrac{I_A}{K} - \dfrac{I_B}{K}\right) \approx 0 \end{cases} \Rightarrow \frac{|I_O|}{|I_R|} \approx \infty \Rightarrow \textit{RELÉ OPERA}$$

Figura 2.12- Esquema de proteção diferencial percentual. Fonte:[32]

Assim pode-se dizer que para defeitos externos o relé fortifica a restrição e enfraquece a operação garantindo a sua não atuação e para defeitos internos ao elemento protegido há o enfraquecimento da restrição e o fortalecimento da operação fazendo a proteção atuar. A

parametrização desse tipo de relé é feita respeitando as características impostas em sua curva e operação, ilustrada na figura 2.13. O eixo vertical corresponde às correntes na bobina de operação e o eixo horizontal às correntes na bobina de restrição. A inclinação da curva, slope, corresponde à sensibilidade do relé, quanto maior for essa inclinação, menor será esse valor. Erros de TC e, em caso de transformadores com presença de comutação de tap, devem ser considerados na hora de estipular esse ajuste.

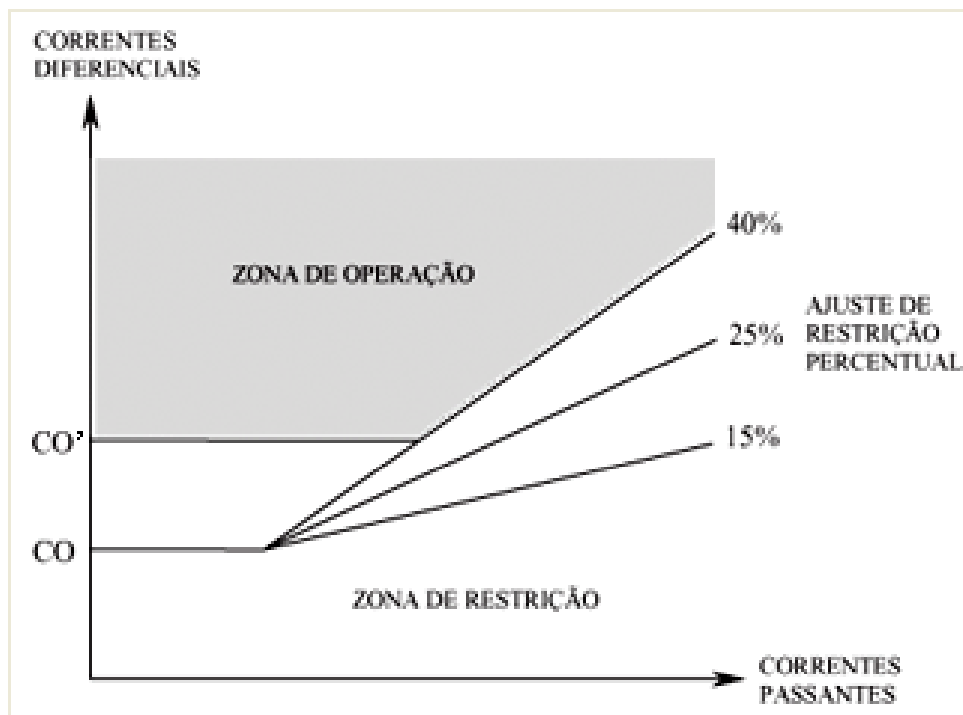



Figura 2.13- Curva característica de operação do relé diferencial percentual. Fonte:[33]

O método denominado proteção diferencial de barras por acopladores lineares é uma proteção bem rápida, sendo largamente utilizado em barramentos que sofrerão expansões futuras. Os transformadores de corrente possuem núcleo de ferro e, por assim serem, o número de circuitos permitidos em um barramento fica limitado, uma vez que o relé recebe a corrente diferencial menos a soma das correntes de excitação de todos os TCs. Os transformadores de corrente toroidais sem núcleo de ferro, denominados de acopladores lineares, permitem que as condições transitórias sejam eliminadas não havendo corrente de magnetização e nem limite de saturação, nem problemas de condutores de interconexão.

Tais acopladores são conectados em série e produzem uma tensão secundária que são diretamente proporcionais aos valores das correntes nos primários. De acordo com [4], o número de circuitos em cada barra pode chegar a 15, dependendo da sensibilidade do relé.

A figura 2.14 traz esse método mostrando o que acontece para uma falta na barra e uma fora dela. Para uma falta externa a tensão gerada é igual a zero não fazendo atuar o relé, mas para uma falta na barra, tem-se um valor de tensão que permitirá sua atuação e eliminação do defeito.

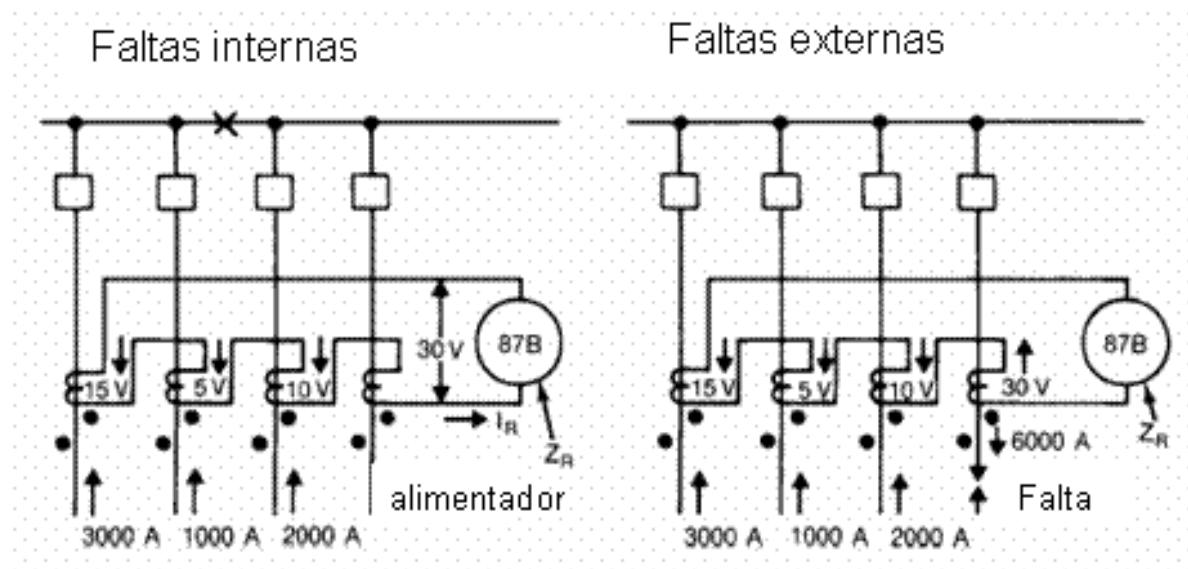



Figura 2.14- Proteção diferencial de barras com acopladores lineares.Fonte:[23]

No esquema de proteção diferencial com relés de sobretensão os transformadores de corrente do tipo convencional com núcleo de ferro são usados e conectados em um esquema diferencial de corrente, só que ao se invés de usar um relé de sobrecorrente se utilizará um relé de sobretensão. Assim, como o método de acoplamento linear, não se tem um número de circuitos utilizados. Todos os TCs precisam possuir a mesma relação e recomenda-se não utilizar TCs auxiliares, podendo não fornecer o valor correto da corrente circulante. Assim como as demais proteções diferenciais, o relé deverá operar para faltas internas à zona de proteção e não atuar para faltas externas a ela. A configuração desse modelo de proteção é ilustrado na figura 2.15.

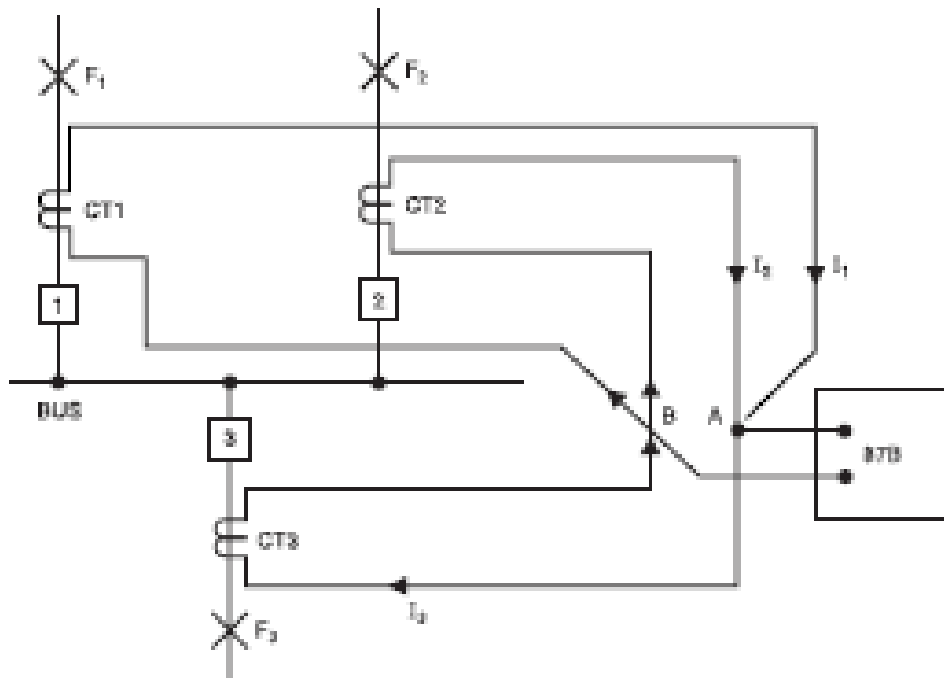



Figura 2.15- Proteção diferencial com relé de sobretensão. Fonte:[23]

Algumas bibliografias tratam a proteção diferencial de barras com relés de sobretensão por proteção de barra de alta impedância justamente porque ao invés de medir a corrente passa-se a medir o valor da tensão. Sendo assim a mesma proteção, porém com denominações diferentes. O esquema utilizado é o mesmo que da proteção diferencial com relés de sobrecorrente, mas aqui a idéia é contornar o problema da saturação causada pelo TC quando submetido a elevadas corrente de falta. A figura 2.16 ilustra o esquema dessa proteção. Nela percebe-se que há uma função de proteção 87L que na verdade é um relé de sobretensão em um circuito LC ressonante na freqüência de 60Hz evitando a atuação da proteção para defeitos fora da barra, mesmo que algum TC venha a saturar.

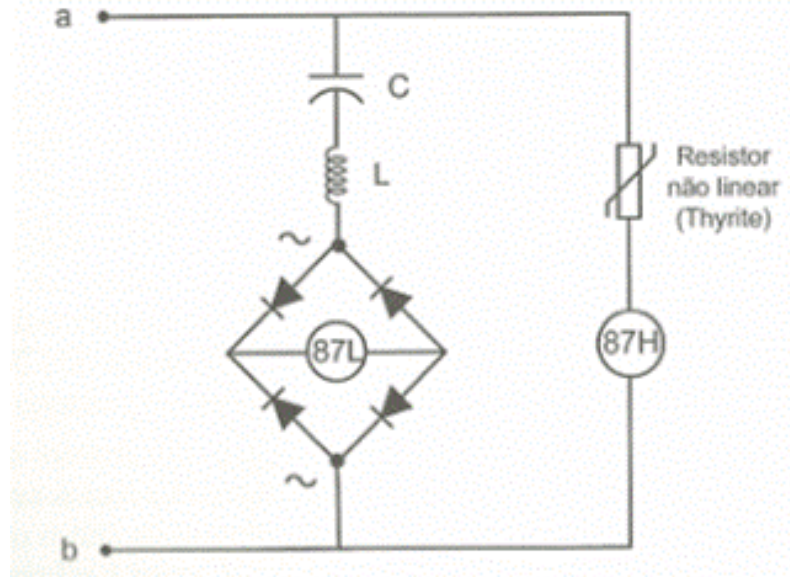



Figura 2.16- Proteção de barra de alta impedância. Fonte:[8]

No momento em que há falta na barra, a tensão entre os terminais “ab” fica elevada garantindo a atuação do relé diferencial, mas utiliza-se o relé 87H para agilizar a atuação da proteção. O tiristor em série com ele protege o 87H de sobretensões no momento do curto. O relé 87H atua para faltas em até dois ciclos e o 87L atua para um intervalo de três a seis ciclos.

Muitos consideram a proteção diferencial parcial como uma variação da proteção diferencial por utilizar a diferença de correntes. O ponto que as distingue e que neste trabalho a faz ser considerada uma proteção à parte é o método de análise baseado no somatório das correntes e não em sua diferença. As proteções diferenciais tratadas até aqui utilizam o princípio da diferença de correntes. O método a ser tratado a seguir trata do somatório das correntes no dispositivo de proteção.

### 2.4.1.2- Proteção de barras com relé diferencial parcial

A proteção diferencial parcial de barras pode ser feita de duas formas, utilizando relés de distância ou relés de sobrecorrente. De acordo com a literatura, esta última há duas formas de se conseguir a proteção desejada, sendo a primeira ilustrada na figura 2.17 e comentada na sequência.

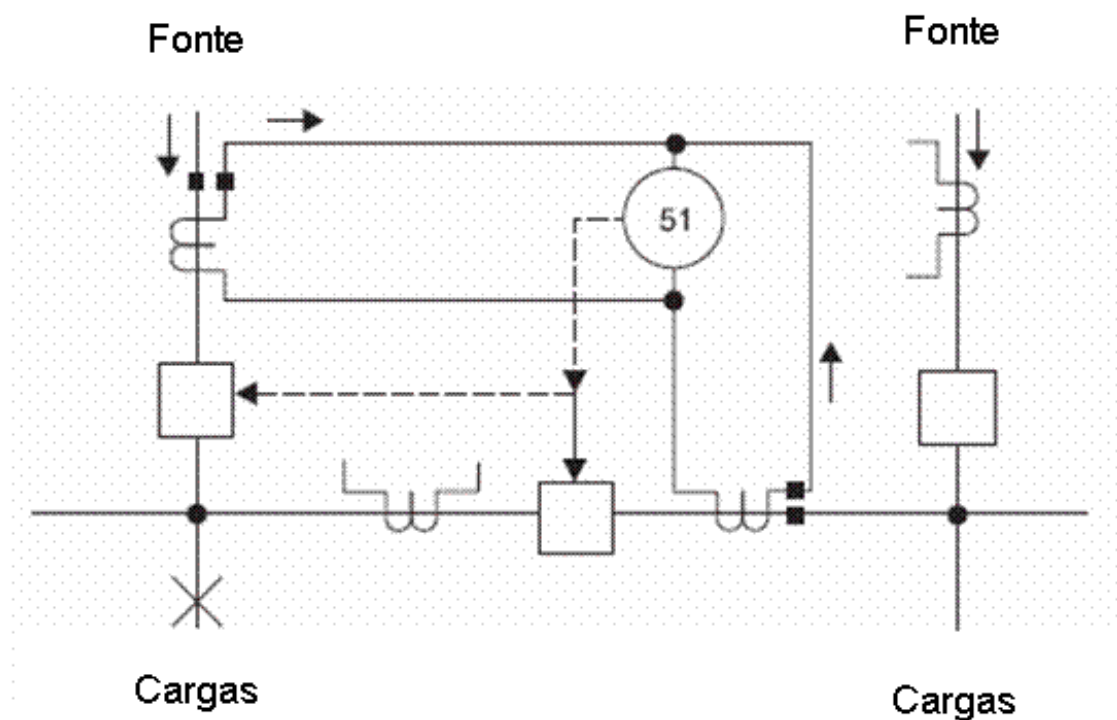



Figura 2.17- Proteção diferencial parcial de barras com relé de sobrecorrente- modelo 1
Fonte: [23]

Os relés de sobrecorrente localizados nos secundários dos transformadores de corrente devem ser coordenados com os relés de sobrecorrente dos alimentadores, de modo que uma falta em um alimentador seja eliminada pelo relé a ele pertencente e que somente falhas nos barramentos ou falha do relé do alimentador justifique a atuação da proteção dos secundários dos transformadores. Tal coordenação faz com que o tempo de eliminação da falta não seja instantâneo para ocorrências nos barramentos levando o sistema a uma instabilidade transitória e em seguida à perda de cargas por subtensão, além de danos aos barramentos. Na figura 2.17 é mostrada uma configuração que proporciona uma eliminação mais rápida de faltas em barramentos que é utilizado a partir de uma configuração de transformadores de corrente com relés de sobrecorrente não direcionais, cuja finalidade é eliminar as faltas em barramentos mais rapidamente evitando instabilidade do sistema e danos aos barramentos. Essa configuração é encontrada em todos os barramentos de 4,16 kV e 13,8 kV das subestações deste trabalho e recebe o nome de sobrecorrente diferencial parcial não direcional, mais conhecida como 51DP. Esse esquema opera a partir da soma das correntes nos transformadores de corrente, atuando somente para faltas nos barramentos e como retaguarda de faltas nos alimentadores.

Uma outra forma de se conseguir essa mesma proteção é ilustrada na figura 2.18.

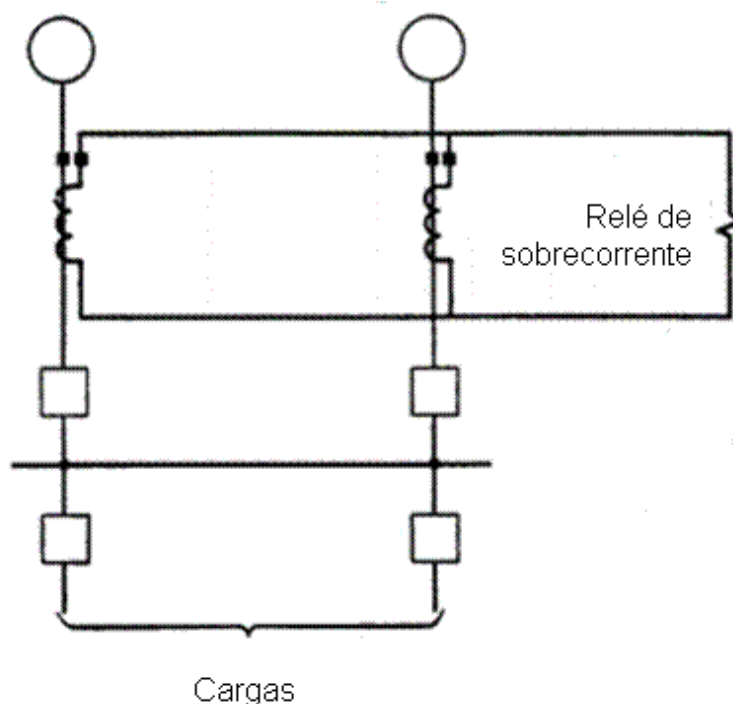



Figura 2.18- Proteção diferencial parcial de barras com relé de sobrecorrente- modelo2.
Fonte:[13]

Um relé de sobrecorrente é instalado nas chegadas das linhas de transmissão ao barramento da subestação e a somatória das correntes passantes, utilizando o método da polaridade subtrativa, assim como no modelo 1 ilustrado na figura 2.17, com valor de corrente acima do valor de pick up, esse relé detecta a existência de um curto no barramento enviando sinal de abertura aos disjuntores de chegada das linhas de transmissão isolando o defeito.

O modelo 2 requer que a subestação fique sem alimentação até que o defeito seja detectado e resolvido, possuindo essa subestação barramento simples, como da figura 2.18 ou barramento simples seccionado, como da figura 2.17 . No modelo 1 a eliminação do defeito é por barra, permitindo que cargas locadas em outros barramentos continuem em funcionamento.

Uma outra forma de se fazer a proteção diferencial parcial é com o uso de relé de distância, ilustrado na figura 2.19.

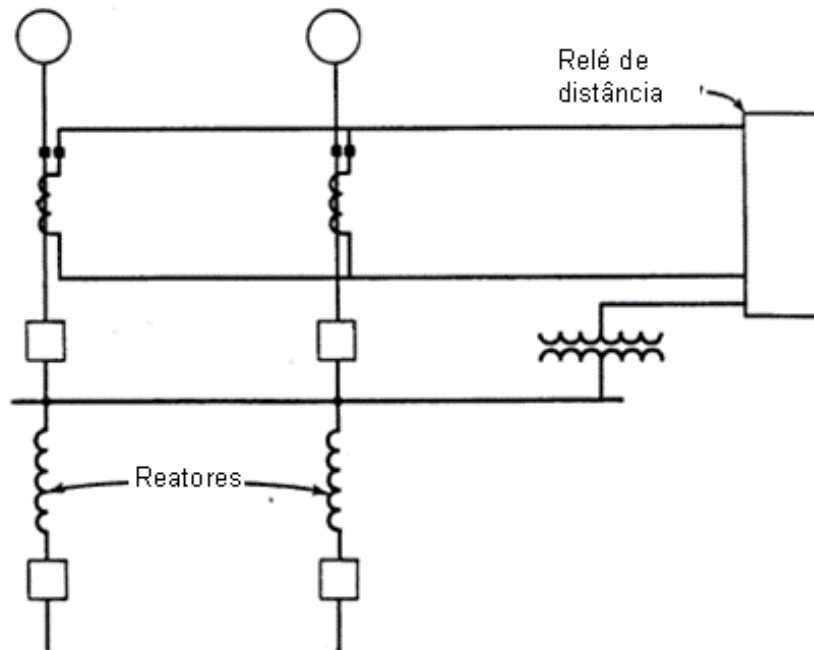



Figura 2.19- Proteção diferencial parcial de barras com relé de distância. Fonte:[13]

Esse tipo de proteção é aplicado quando todos os circuitos de carga possuem reatores limitadores de corrente. Os reatores introduzem uma reatância no sistema de modo que o relé de impedância possa distinguir se a falta foi na barra ou nas cargas.

## 2.4.2- Proteção de barras por comparação direcional

A proteção de barras por comparação direcional é feita utilizando relés de sobrecorrente direcionais, 67 e 67N. Esses relés constituem o esquema mais simples e econômico para a proteção das linhas de transmissão contra sobrecarga e curto-circuito entre fases e fase terra, além de serem utilizados como proteção para barramentos. Eles operam todas as vezes em que a corrente ultrapassa o valor estipulado no relé. Sua aplicação depende de um estudo detalhado das correntes de curto-circuito e fluxo de potência e os ajustes devem ser revistos todas as vezes em que houver qualquer modificação no sistema, tornando-se assim, de aplicação trabalhosa. No sistema elétrico estudado, esses relés são utilizados como proteção principal de barramentos e proteção de retaguarda das linhas de transmissão em 69 kV.

Uma outra desvantagem dos relés de sobrecorrente não direcionais é a não possibilidade de localização da direção das correntes, dificultando e, dependendo da complexidade do sistema,

tornando impossível a sua utilização. Os relés de sobrecorrente direcionais atuam para sobrecargas e curtos-circuitos, com a diferença que consideram correntes circulantes somente na direção designada, ignorando as correntes que circulam na direção oposta.

Sua operação depende da operação de uma unidade direcional associada a uma unidade de sobrecorrente. A unidade de sobrecorrente atuará quando a corrente exceder um determinado valor, como um relé de sobrecorrente comum, porém a unidade direcional somente permitirá a operação quando a corrente estiver orientada na direção configurada no relé.

A figura 2.20 ilustra uma configuração em anel em que a coordenação da proteção é feita usando unidades direcionais em cadeia dupla alternando os relés, exceto para os relés na fonte que não precisam ser direcionais. As setas indicam para qual direção de corrente esses relés atuarão. Os relés que ficam nos disjuntores 1 e 2 são somente de sobrecorrente podendo atuar para qualquer direcionalidade.

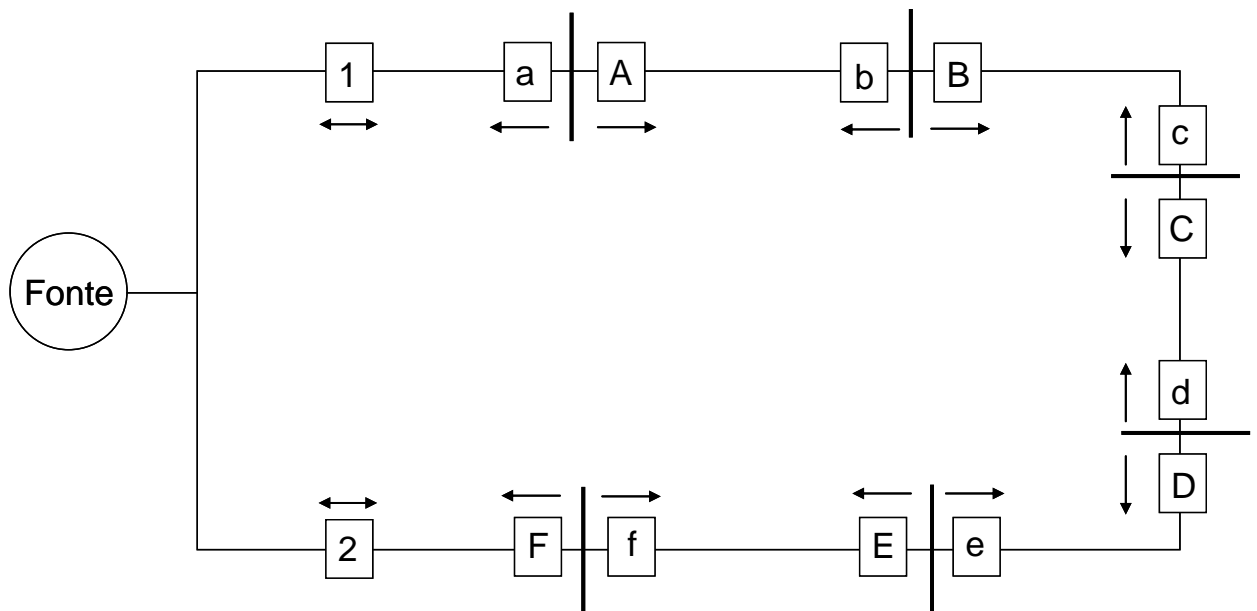



Figura 2.20- Diagrama unifilar de um sistema em anel e proteções direcionais.

Nesta mesma figura há disjuntores denominados A,B,C,D,E,F e a,b,c,d,e,f que fazem a proteção de barramentos. Atuam sobre cada disjuntor relés de sobrecorrente direcionais.

As tabelas 2.3 e 2.4 mostram os tempos de atuação desses relés em função de suas direcionalidades. Na tabela 1 percebe-se que o relé que fica no disjuntor “F” possui o menor tempo de atuação e o relé que fica no disjuntor 1 possui o maior para uma falta em que a direção de corrente de curto vai do disjuntor 1 ao F passando pelos A, B,C, D e E.

Tabela 2.3- Ajuste dos relés de proteção direcionais a partir do disjuntor 1

| Relé | Tempo |
|---|---|
| 1 | T1 |
| A | TA |
| B | TB |
| C | TC |
| D | TD |
| E | TE |
| F | TF |
| TF<TE<TD<TC<TB<TA<T1 | |

Pela análise da figura 2.21 percebe-se que o relé que fica no disjuntor “a” possui menor tempo de atuação e que o relé que fica no disjuntor 2 possui o maior para correntes de falta que possuem a direção vinda do disjuntor 2 passando pelo f,e, d,c,b e a.

Tabela 2.4- Ajuste dos relés de proteção direcionais a partir do disjuntor 2

| Relé | Tempo |
|---|---|
| 2 | T2 |
| a | Ta |
| b | Tb |
| c | Tc |
| d | Td |
| e | Te |
| f | Tf |
| Ta<Tb<Tc<Td<Te<Tf<T2 | |

Suponha que ocorra uma falta no ponto P ilustrado na figura 2.20. Esta falta será alimentada por correntes vindas de duas direções, I’P e IP. A corrente I’P fará com que os relés direcionais de sobrecorrente A,B,C,D e E , além do relé de sobrecorrente que fica no disjuntor

1 percebam a corrente de falta. O mesmo acontece para a corrente IP que fará com que o relé de sobrecorrente direcional f e o de sobrecorrente 2 percebam a falta no ponto P. Pela análise das tabelas 2.3 e 2.4 , o relé que fica no disjuntor E atuará primeiro para a corrente I’P e o relé que fica no disjuntor em f atuará primeiro para a corrente IP fazendo com que se tenha abertura de dois disjuntores isolando o ponto de falta.

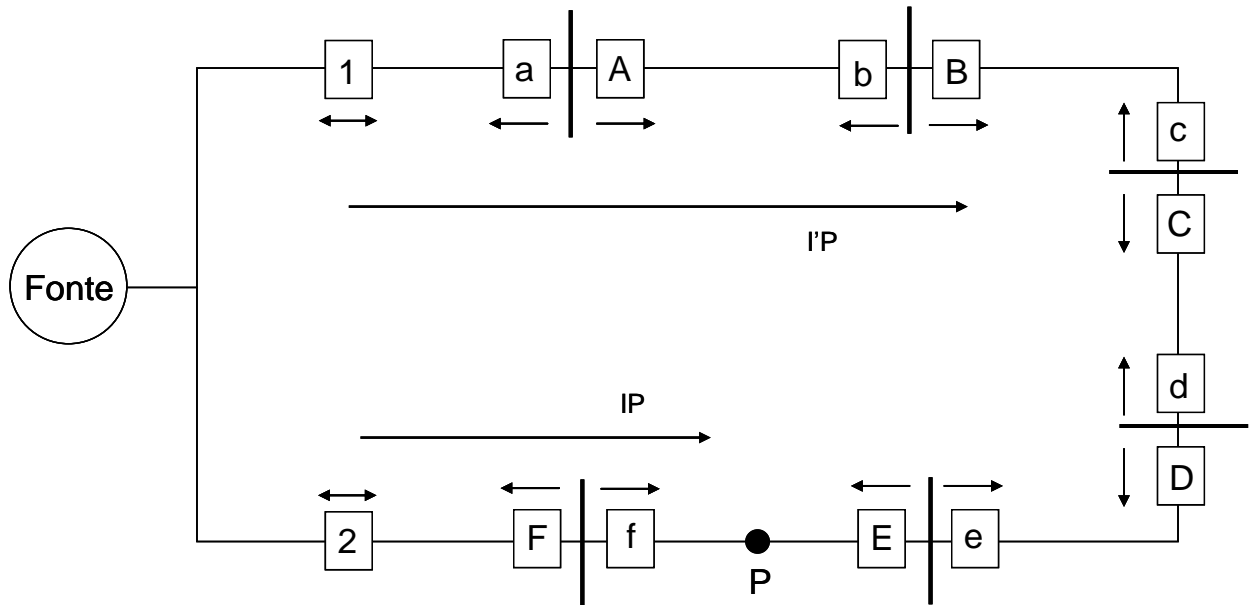



Figura 2.21- Diagrama unifilar de um sistema em anel com falta no ponto P

Por serem relés direcionais, os relés que ficam nos disjuntores a,b,c,d e e não perceberão a corrente de falta I’P. O mesmo para o relé que fica no disjuntor F que não perceberá a corrente de falta IP, independente de seu valor.

Um outro inconveniente dos relés direcionais como proteção de barramentos é que para um curto-circuito trifásico na barra a tensão cai a zero, prejudicando a operação da proteção de sobrecorrente direcional de fase. Por isso que no sistema elétrico estudado esses transformadores de potencial ficam nas linhas de transmissão de 69 kV.

## 2.5 – Conclusão

Neste capítulo foi feita uma revisão bibliográfica dos equipamentos proteção que serão tratados ao longo deste trabalho, como transformadores de corrente, relés e os tipos de proteção de barras existentes e suas características, principalmente a proteção direcional de sobrecorrentes e a diferencial parcial, visando a uma melhor compreensão do leitor aos tópicos que serão tratados nos capítulos seguintes.

# 3- DETALHAMENTO DAS PROTEÇÕES

## 3.1 – Introdução

O sistema elétrico estudado neste trabalho é composto por dez subestações que recebem energia da concessionária local no nível de tensão de 138 kV que é abaixado para o nível de tensão de 69 kV em sua subestação principal, a SE1. Esse sistema elétrico é composto pela subestação principal e de várias outras subestações existentes que são interligadas entre si por linhas de transmissão formando anéis múltiplos no nível de tensão de 69 kV, como mostrado na figura 3.1. Além disso, o sistema elétrico está inserido em uma indústria com características construtivas baseadas nas tecnologias existentes na década de 70, sofrendo poucas modernizações ao longo dos anos. Há também um sistema de geração interna que utiliza como combustível os gases oriundos de seu processo industrial, gerando energia no nível de 13,8 k sendo conectando às demais subestações por cabos onde é abaixada e distribuída às demais cargas no nível de tensão de 4,16kV, como mostrado na figura 3.2 por linhas em pontilhado. A subestação principal também recebe energia oriunda do processo de geração interna, porém no nível de 69 kV. O processo de geração é feito no nível de 13,8 kV, sendo elevada para o nível de 69 kV na própria central termelétrica e conectada por cabos à SE1.

O presente capítulo tem por objetivo mostrar o sistema elétrico estudado com ênfase na proteção de barramentos em 69 kV.

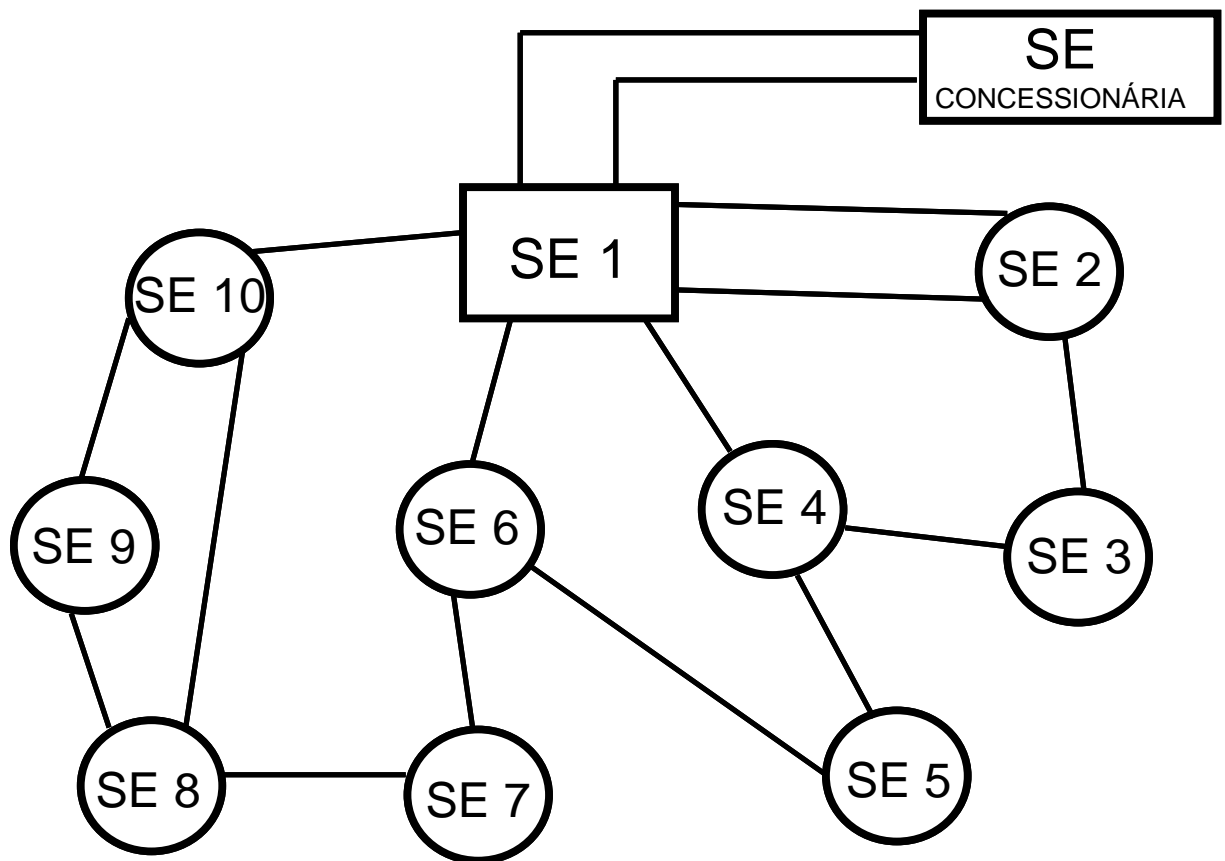



Figura 3.1- Sistema Elétrico

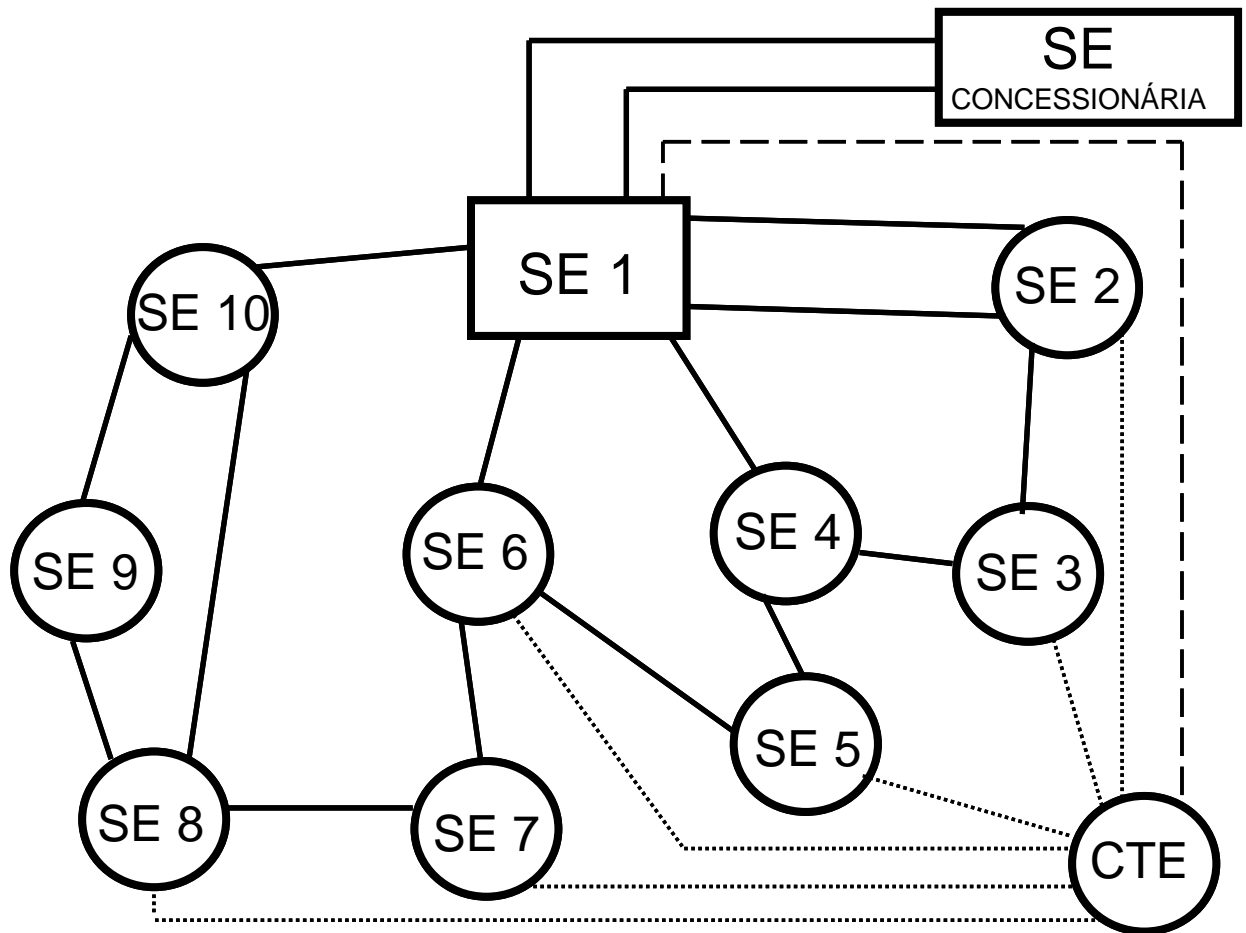



Figura 3.2- Sistema Elétrico interligado à CTE

## 3.2 – Linhas de Transmissão

As subestações do sistema elétrico estudado são interligadas por linhas de transmissão no nível de tensão de 69 kV, cujos comprimentos variam de 300 m a 12 km, caracterizando-as como linhas curtas.

O sistema de proteção principal dessas linhas de transmissão é a proteção diferencial de fio piloto para defeitos entre fases e entre fase e terra. A abertura rápida e simultânea de ambos os terminais de uma linha de transmissão na ocorrência de defeito permite que os danos aos condutores sejam minimizados além de melhorar a estabilidade transitória do sistema. Esses relés protegem somente o trecho a que estão inseridos não fornecendo proteção de retaguarda para as demais linhas. Para solucionar esse problema, são adotados relés de sobrecorrente direcionais nas extremidades das linhas de transmissão. Na figura 3.3 a direcionalidade dos

relés de sobrecorrente direcionais é representa por setas, não sendo a direcionalidade de atuação necessariamente na direção do fluxo de potência, com no caso dos geradores em 13,8kV, em que a proteção de sobrecorrente direcional é oposta ao fluxo de potência, sendo uma outra forma de proteção para as máquinas da central termelétrica.

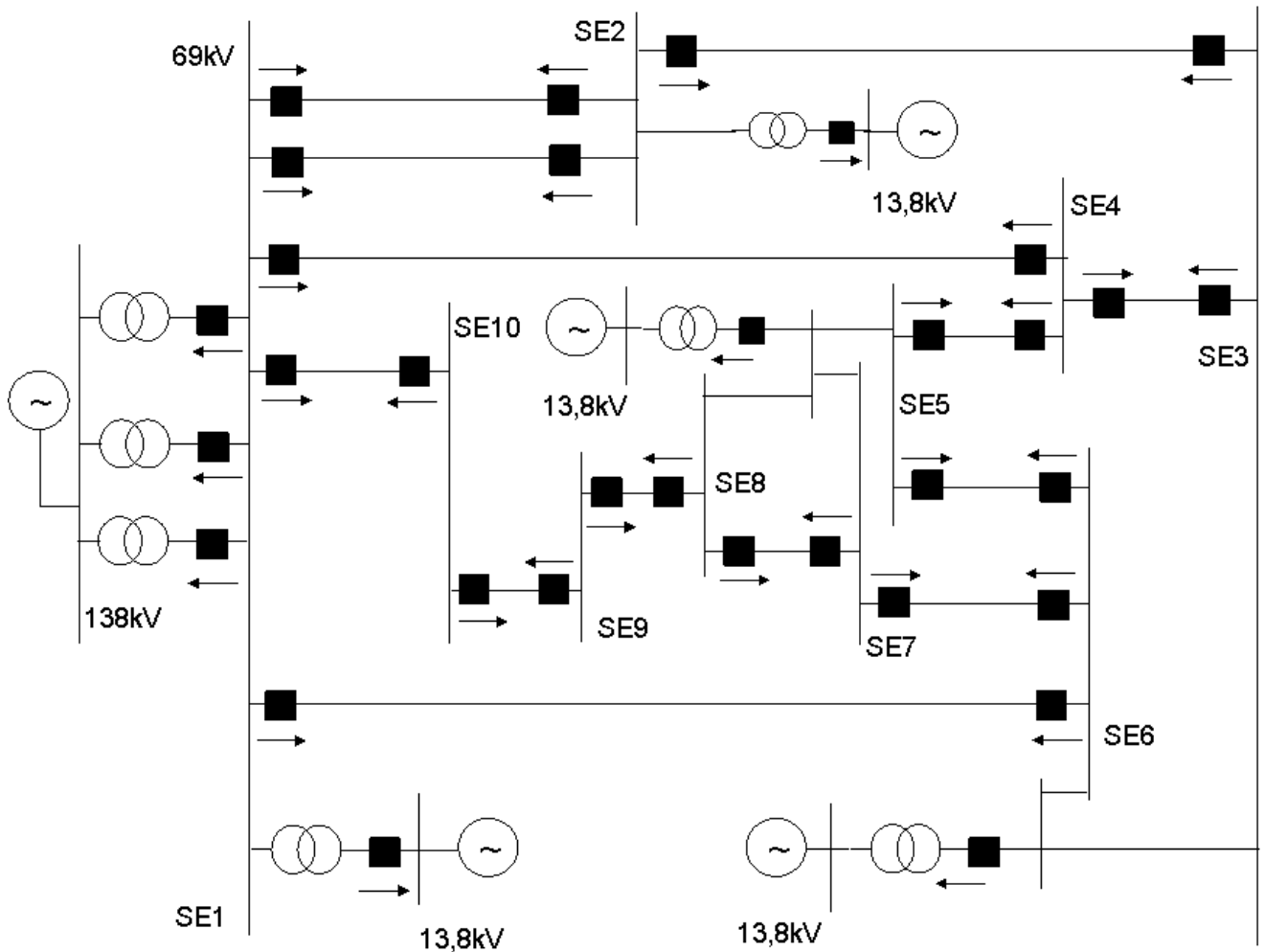



Figura 3.3- Diagrama unifilar com localização dos relés de sobrecorrente direcionais

Percebe-se que na SE1 há um relé de sobrecorrente direcional para cada transformador com sentido para a concessionária local, de modo que as unidades geradoras do sistema industrial estudado não tentem alimentar a carga da concessionária.

Os relés de sobrecorrente direcionais atuam como proteção de retaguarda para a proteção das linhas de transmissão e também como proteção principal para faltas nos barramentos de 69 kV das subestações da área industrial, o que será tratado mais adiante.

## 3.3 – Geração Interna

Além de receber energia da concessionária local, o sistema elétrico estudado possui um sistema de geração interna composto por geradores que produzem energia elétrica a partir da queima de gases oriundos do próprio processo industrial. A energia é obtida na tensão de 13,8 kV e transportada às subestações das áreas industriais onde são abaixadas para o nível de tensão de 4,16 kV e assim conectada aos demais barramentos que recebem energia da concessionária principal.

As cargas conectadas nas barras que recebem energia da CTE são consideradas de vital importância para o processo, por isso, em situações de contingência da concessionária local há a separação desse sistema mantendo as cargas críticas alimentadas pela central termelétrica. Essa separação é feita por relés de freqüência permitindo a abertura do disjuntor de interligação das barras com cargas alimentadas pela concessionária e com cargas que serão alimentadas pela CTE. Há também relés de sobrecorrente direcionais de fase limitando a corrente vinda dos geradores nas subestações com o intuito de impedir a alimentação de cargas acima da capacidade de geração.

Ainda pela figura 3.2 percebe-se que não são todas as subestações que recebem energia da CTE, somente aquelas que possuem cargas que desejam ser preservadas em momentos de indisponibilidade da concessionária local.

## 3.4 – Subestações

As subestações podem ser caracterizadas como subestações de transmissão, distribuição e industrial. As subestações de transmissão são geralmente utilizadas para a transformação de altas tensões e de elevadas potências, ex. 150 MVA e 345/138 kV. Já as subestações de

distribuição não possuem tensões primárias acima de 138 kV e potências acima de 50 MVA. As subestações industriais variam de acordo com a capacidade de transformação e condições do sistema, ficando as tensões secundárias em torno de 220 V, 380 V e 440 V [54].

A subestação SE1, sendo na planta industrial estudada a subestação que recebe a energia da concessionária local, possui capacidade de transformação de 400 MVA composta por três transformadores que operam em paralelo com tensão primária de 138 kV e secundária de 69 kV. As demais subestações que compõem esse sistema possuem transformadores de entrada no nível de tensão de 69 kV primário e secundário podendo ser de 13,8 kV com potência de 33 MVA ou 4,16 kV com potência de 10 MVA, havendo nas subestações ao mínimo dois transformadores. A princípio caracterizam-se as subestações estudadas como industriais, mas com análise mais crítica percebe-se que esse sistema possui na verdade subestações de distribuição interligadas entre si. No presente trabalho as subestações estudadas serão denominadas de subestações de distribuição das áreas industriais porque cada uma atende a um processo industrial específico ficando localizadas próximas a eles e são caracterizadas como subestações de distribuição.

Outro ponto a se observar nessas estações de transformação são os arranjos. De acordo com [23] a proteção de barras depende, entre outros pontos, do tipo de arranjo adotado. Várias configurações de barras foram desenvolvidas ao longo dos anos, em especial para atender às necessidades de confiabilidade e maior continuidade do serviço, principalmente em situações de manobras de operação e manutenção. Nas subestações deste trabalho podem ser encontrados três tipos de arranjos, são eles:

- Barramento Simples Seccionado

Inclui um disjuntor de barra, ou disjuntor de paralelo ou também denominado disjuntor de interligação, e com este arranjo há a perda dos circuitos alimentadores instalados no lado da barra defeituosa. O seccionamento de barra melhora a continuidade do serviço porque em caso de falha, somente o lado afetado é desligado. Esse seccionamento de barras feito pelo disjuntor de interligação permite uma maior flexibilidade de manobras e uma maior confiabilidade operacional.

Como vantagens podem-se citar a maior continuidade do fornecimento de energia, maior facilidade de manobras para a manutenção e, em caso de falha é desligada somente a área afetada.

Esse arranjo é indicado para funcionar com duas ou mais fontes de energia porque na perda de uma barra, a outra fica alimentada por outra fonte. Caso não haja essa opção, o funcionamento é como se fosse um barramento simples e há perda de todos os circuitos de carga na presença de um defeito. A figura 3.4 ilustra esse modelo. Nela há a entrada na subestação de duas linhas de transmissão em barras separadas por um disjuntor de interligação. Em operação normal o disjuntor de interligação permanece fechado sendo a subestação suprida por duas linhas de transmissão simultaneamente. Na ausência de uma das linhas, tendo a outra capacidade de transmissão suficiente para atender as cargas, não há interrupção de fornecimento de energia e se garante o processo industrial.

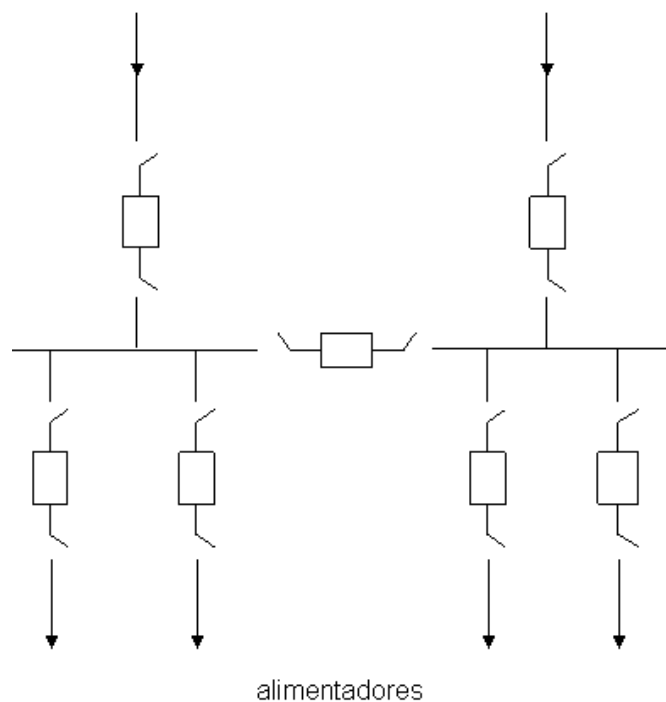



Figura 3.4- Barramento simples seccionado. Fonte: [9]

Esse tipo de arranjo é encontrado nas subestações SE2, SE3, SE4, SE5, SE6, SE7, SE8, SE9 e SE10 nos níveis de tensão de 69 kV, 13,8kV e 4,16kV, fazendo interligação inclusive com a geração interna.

A figura 3.5 mostra um diagrama unifilar simplificado da SE4 em que se percebe a chegada da linha LT1 SE1-SE4 em um dos barramentos em 69 kV e que é transmitido a toda a SE, permitindo a transmissão de potência para as SE3 e SE5. Nessa subestação os barramentos são do tipo simples seccionado em todos os níveis de tensão, 69 kV, 13,8kV e 4,16kV. Como para cada barramento há a conexão de um transformador, em situações manobras operacionais e de manutenção permite-se que todas as cargas continuem sendo alimentadas com o fechamento do disjuntor de interligação de barras, podendo ser um transformador de cada nível de tensão retirado de serviço desde que sua potência instalada seja capaz de atender as cargas demandadas. Conhecendo o processo industrial e seu regime de trabalho, pode-se afirmar que essa situação é possível, por isso nas subestações que compõem essa planta industrial, optou-se por barramentos simples seccionado de modo que manobras de manutenção e operação não interferissem na produção.

Um ponto importante a se ressaltar em termos das subestações existentes e que influirá diretamente nos sistemas de proteção é não haver disjuntores exclusivos nos primários dos transformadores de potência em 69 kV. Os disjuntores ficam nas chegadas das linhas de transmissão. Logo, para a falha em um transformador que necessite a atuação da proteção com seu ilhamento, isto é feito abrindo-se os disjuntores que representam as fontes de chegada de energia a esse transformador. Como exemplo, se ocorresse uma falha no transformador TR01 da figura 3.5, abririam os disjuntores das linhas vindas das SE3, SE5, o disjuntor de interligação de barras em 69 kV e os disjuntores secundários do TR01 e TR02, para assim evitar o retorno de corrente ao ponto de falta.

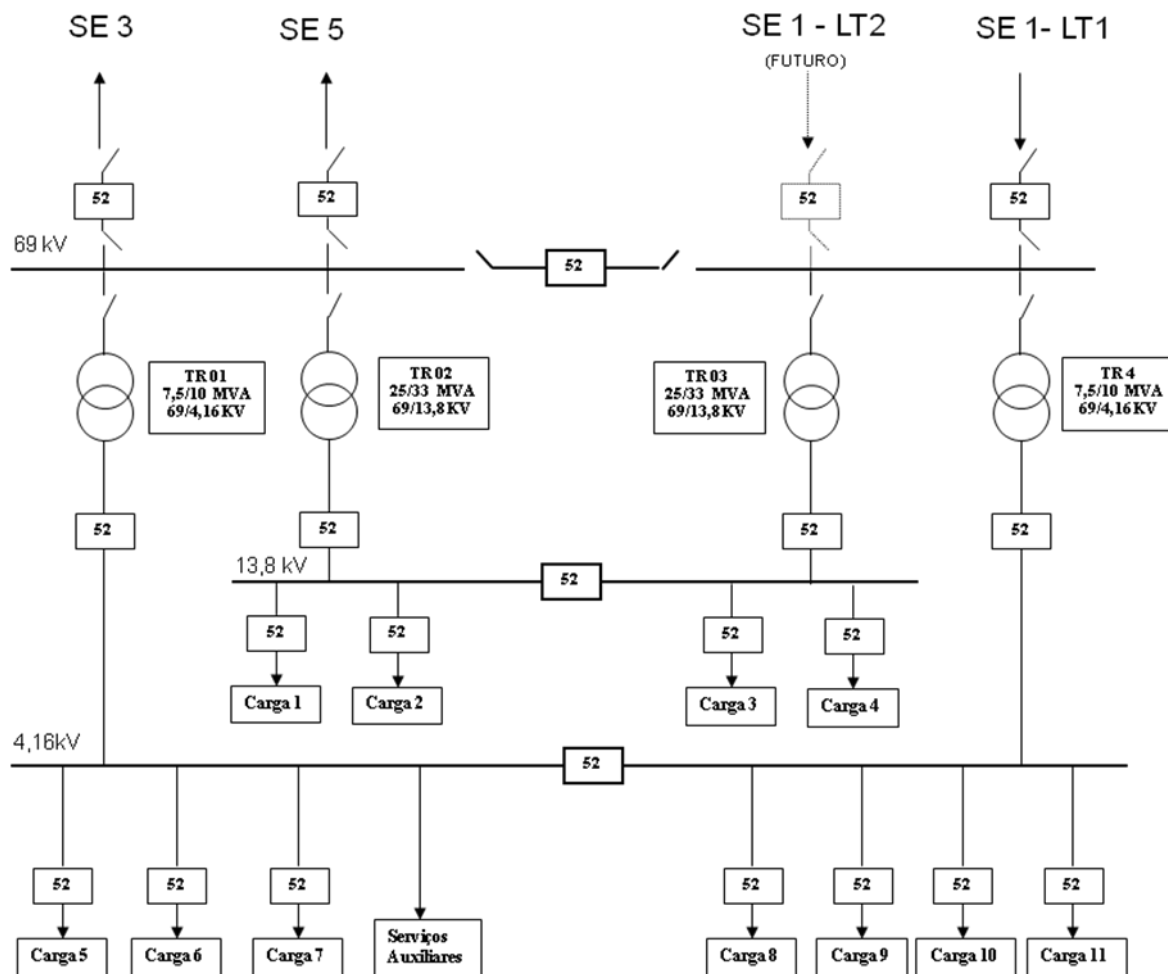



Figura 3.5- Diagrama unifilar simplificado da SE4

A SE2 assim como a SE4 possui barramentos simples seccionados nos três níveis de tensão. Alguns pontos que as diferem é que a SE2 possui duas linhas de transmissão recebendo potência da SE1, dois alimentadores em 69 kV para alimentar cargas que terão sua tensão abaixada em subestações menores abrigadas próximas ao processo industrial, uma saída de linha fazendo parte do anel e 69 kV levando potência para a SE3, cinco transformadores de potência de 69-13,8kV, dois transformadores de potência 69-4,16kV recebendo energia da concessionária local e um transformador 13,8-4,16kV levando energia da central termelétrica ao barramento de cargas críticas em 4,16kV. Essa subestação alimenta um processo industrial com elevado número de cargas vitais para o processo e de alta importância sendo denominadas cargas críticas.

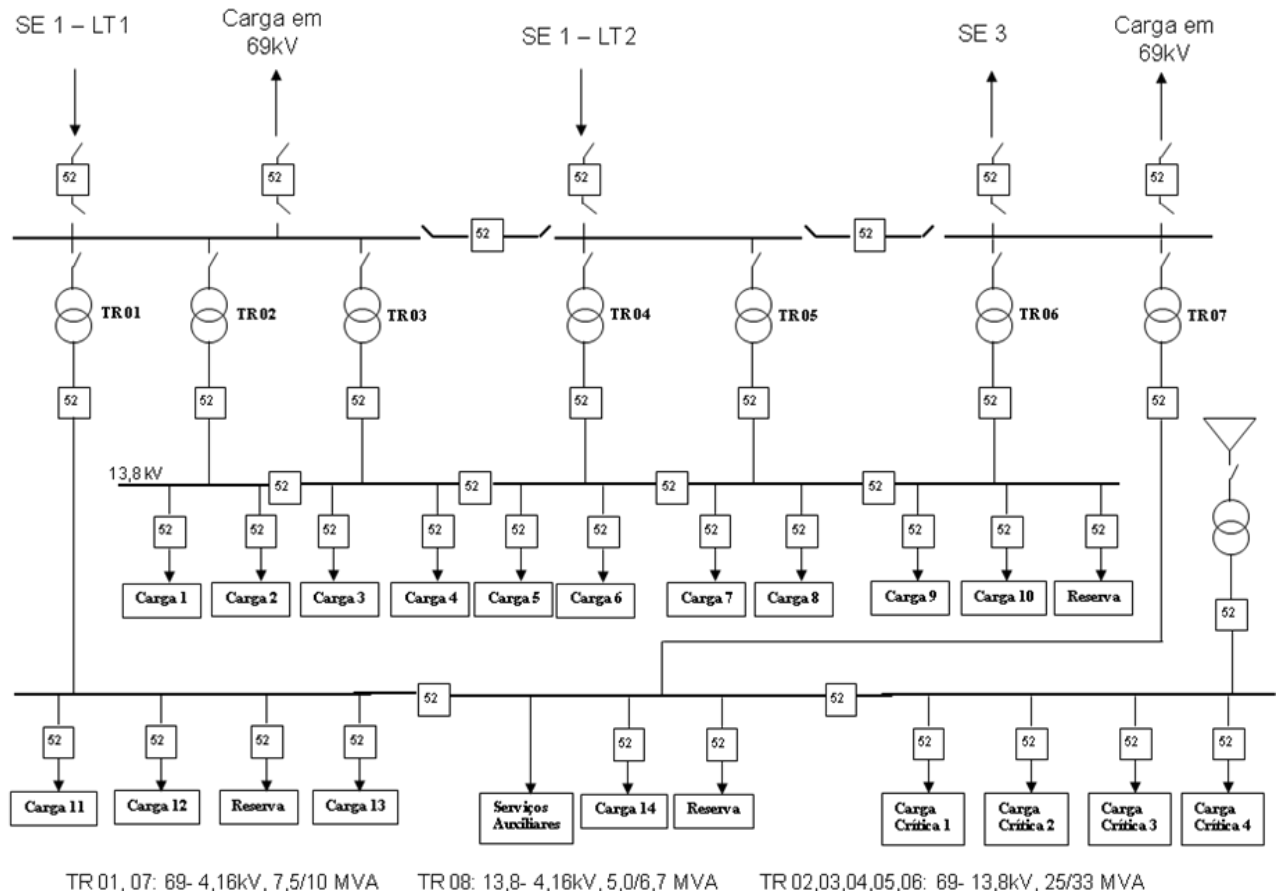



Figura 3.6- Diagrama unifilar simplificado da SE2

Subestações semelhantes à SE2 que possuem cargas em níveis de 4,16kV, 13,8kV são as SE3, SE4 e a SE10. O que as difere é que a SE 4 e a SE10 não recebem energia vinda do processo de geração interna. As demais subestações, SE5, SE6, SE7, SE8 e SE9 possuem cargas somente na tensão de 4,16kV, sendo que apenas a SE9 não possui alimentação da CTE. Não que não possua cargas com alto grau de criticidade, mas porque devido à sua distância, com localização difícil e às características das cargas que podem ser desligadas e religadas em curto intervalo de tempo (minutos) sem perda de produção, preferiu-se optar pelo uso de gerador diesel que opera na falta de abastecimento da concessionária local. A figura 3.7 ilustra a SE5 retratando as subestações com alimentação somente no nível de tensão de 4,16kV.

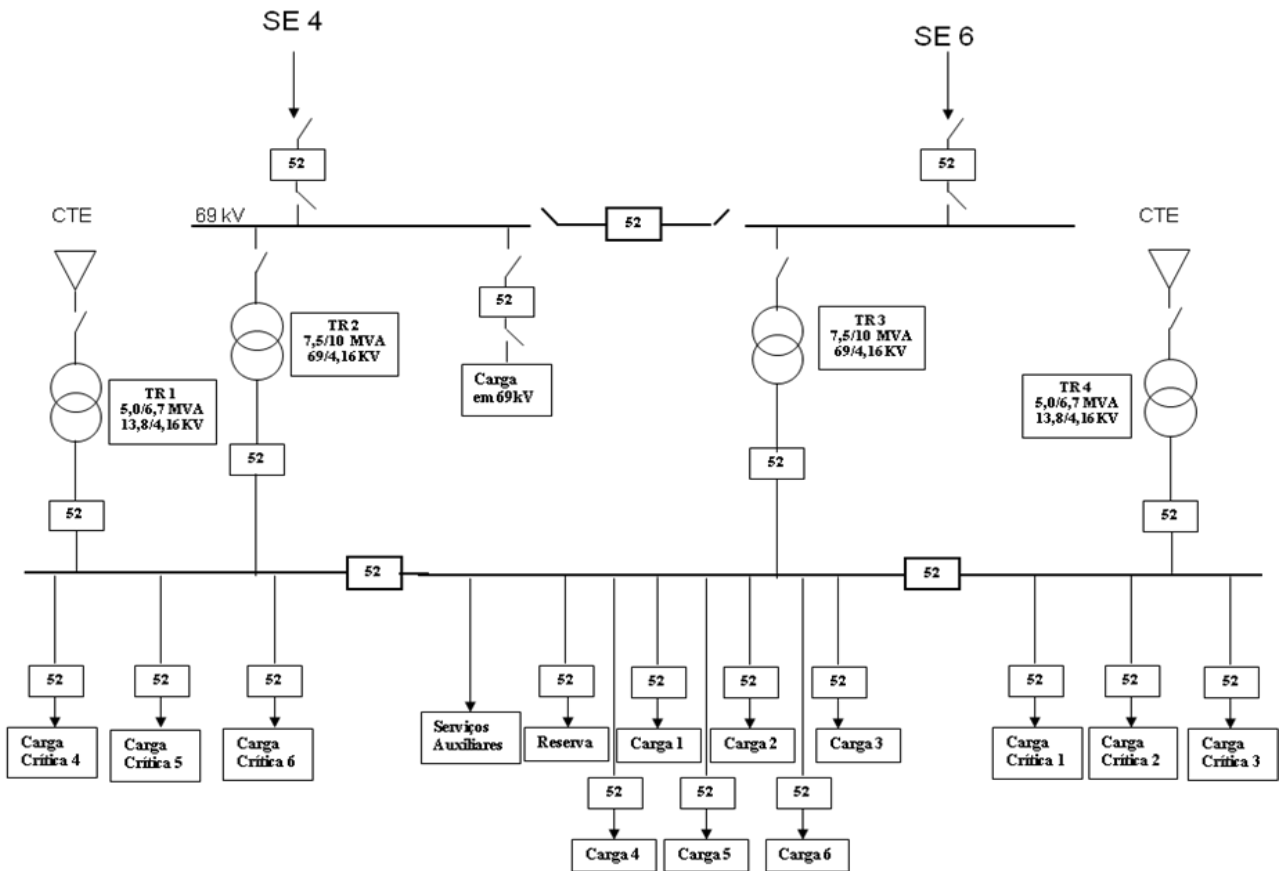



Figura 3.7- Diagrama unifilar simplificado da SE5

Pela figura 3.7 observa-se que a SE5 recebe energia da CTE por dois transformadores permitindo-se que se tenha uma maior quantidade de cargas críticas atendidas.

- Barra Principal e de Transferência

Em circuitos de maior relevância em que há a necessidade de manter as cargas na perda de um disjuntor, usa-se a concepção de barra principal e de transferência.

Nesse modelo de arranjo os alimentadores e cargas são ligados diretamente à barra de operação, principal, e em caso de manutenção, manobras ou contingências, há a alteração para a barra de transferência. Para ser efetivo o arranjo requer a instalação de um disjuntor de transferência que é utilizado como reserva. Deve existir junto com o arranjo uma adaptação da proteção de modo a permitir essa alteração.

A figura 3.8 ilustra esse modelo de barramento principal e transferência. Nela percebe-se que há apenas um disjuntor fazendo a interligação entre as barras, logo, pode se assim denominado de barramento duplo com um disjuntor somente. Esse modelo com interligação utilizando apenas um disjuntor é encontrado na SE1.

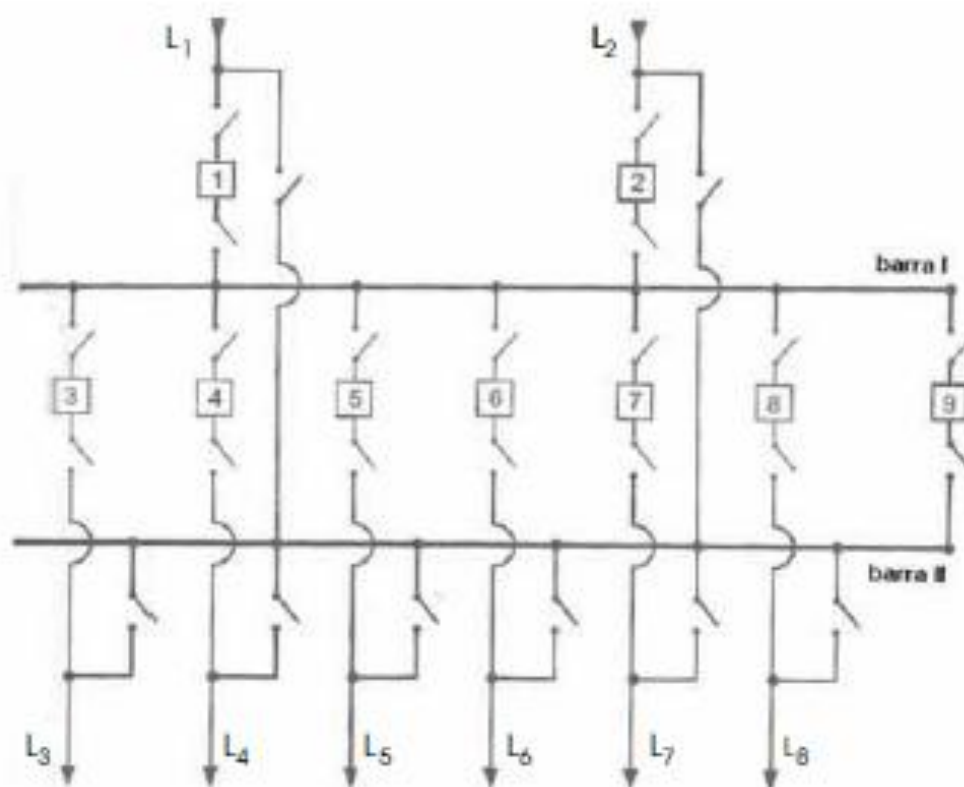



Figura 3.8- Barra de transferência e principal. Fonte:[8]

Por se tratar de uma subestação de maior relevância por receber da concessionária local quase toda a potência demandada no sistema industrial, optou-se por utilizar um arranjo que trouxesse maior confiabilidade. Além do arranjo citado, nessa subestação há ainda um arranjo com barramento em anel que será falado a seguir.

- Barramento em Anel

O custo inicial e final é baixo em relação aos demais. A abertura de um disjuntor, seja ela para manutenção ou por proteção, impede que haja perda de cargas, já que a alimentação pode ser feita pelo outro lado do anel. Pode ser usada tanto em subestações quanto em linhas de

transmissão interligando outras subestações. Não existe o esquema barra principal e de transferência para esse arranjo que é ilustrado na figura 3.9. A SE1 por se tratar de uma subestação que requer maior confiabilidade operacional por receber da concessionária local quase toda a potência demandada no processo industrial, possui um arranjo em anel no nível de 138kV.

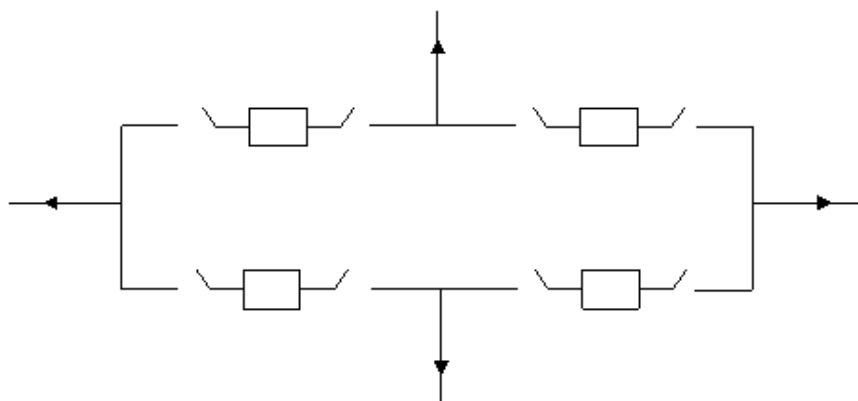



Figura 3.9- Barramento em anel. Fonte: [9]

A SE1, uma das subestações que compõem o sistema elétrico estudado possui em sua configuração barramentos em anel no nível de tensão de 138 kV, além de contar com barras principal e de transferência no nível de tensão de 69 kV, nível este que distribui para as demais subestações industriais a energia recebida pela concessionária. A figura 3.10 ilustra a estação de transformação de energia citada anteriormente. A operação normal consta com os três transformadores de 100/133 MVA- 138-69 kV trabalhando em paralelo. No desenho há duas interligações com a central termelétrica permitindo que a energia gerada em 13,8 kV seja enviada para o nível de 69 kV, a fim de atender uma quantidade maior de cargas. A SE2 possui duas linhas de transmissão em conexão com a SE1, denominadas de LT1 e LT2. As demais subestações, SE4, SE6 e SE10 possuem apenas uma linha cada vinda da SE1.

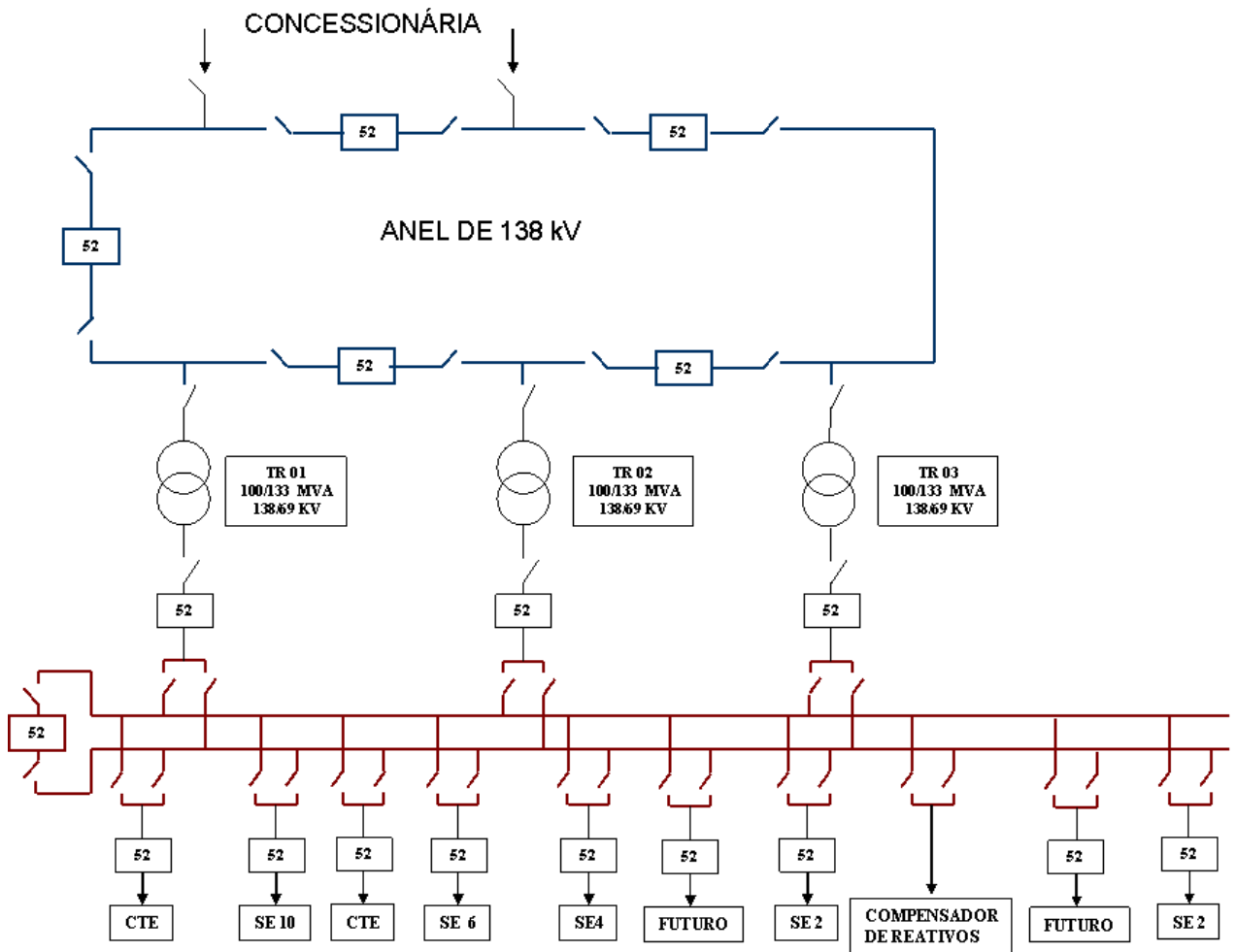



Figura 3.10- Desenho de barramentos da SE1

Esse item teve como objetivo mostrar as configurações das subestações a partir de diagramas unifilares simplificados de forma a elucidar o sistema estudado. Com isso pode-se concluir que as subestações possuem características diferentes dependendo do processo a que atendem.

A proteção de barras do anel de 138 kV da SE1 é a proteção diferencial parcial e das barras de 69 kV da mesma subestação é a proteção diferencial percentual. Será tratado a seguir a proteção dos barramentos de 69 kV das demais subestações de distribuição das áreas industriais, propósito desse trabalho.

## 3.5 – Proteção dos barramentos em anéis múltiplos em 69 kV

Os estudos de curto-circuito são usados para dimensionar diversos componentes do sistema que ficam sujeitos às solicitações dinâmicas e térmicas das elevadas correntes de falta, dimensionar disjuntores que abrirão eliminando a falta, coordenar o sistema de proteção entre outros.

Os tipos de faltas dependem do aterramento do sistema estudado. As faltas mais comuns com a frequência de ocorrência são [58]:

- Falta trifásica à terra com ou sem terra (3F or 3F-G) – 8% ;
- Falta à terra (F-G) – 12%;
- Dupla falta (falta bifásica) (F-F-G) – 10%;
- Falta à terra (F-G) – 70%.

Tratando-se de um sistema composto por dez subestações totalmente interligadas foi feita sua divisão em oito anéis para que se pudesse efetuar as simulações e estudos da proteção. Por ser em anel, o tempo de coordenação de um relé de sobrecorrente direcional interfere no tempo de atuação do relé de sobrecorrente direcional pertencente ao outro anel fazendo com que a coordenação da proteção seja complexa, além de acarretar em elevado tempo de eliminação de faltas trifásicas, fase-fase e fase-terra.

Para se definir os ajustes de cada relé direcional de sobrecorrente existente no anel de 69 kV é necessário um estudo de fluxo de potência para se saber o valor da corrente passante em cada linha de transmissão e sua direcionalidade. Além das simulações de fluxo de potência são feitas simulações de curtos-circuitos, tanto para faltas fase-terra quanto para faltas trifásicas. Os valores das correntes de curto-circuito são importantes para se efetuar os estudos de proteção de forma coordenada.

A figura 3.11 trata os primeiro e segundo anéis. Pode-se perceber que são formados pelas mesmas subestações, mas foram assim separados porque por serem relés direcionais é preciso avaliar os efeitos das correntes de curto-circuito em um sentido e no outro. Logo, o anel 2 é o espelho do anel 1, porém, em outra direção. O mesmo foi feito para os demais anéis, sendo:

anel 3 e 4, anel 5e 6, anel 7e 8. Mesmo ocorrendo essa separação, percebe-se que uma subestação pode estar presente em outros anéis, necessitando que um valor de ajuste deva ser analisado em outro grupo para poder ser validado. As figuras 3.11, 3.12, 3.13 e 3.14 trazem a configuração desses anéis múltiplos.

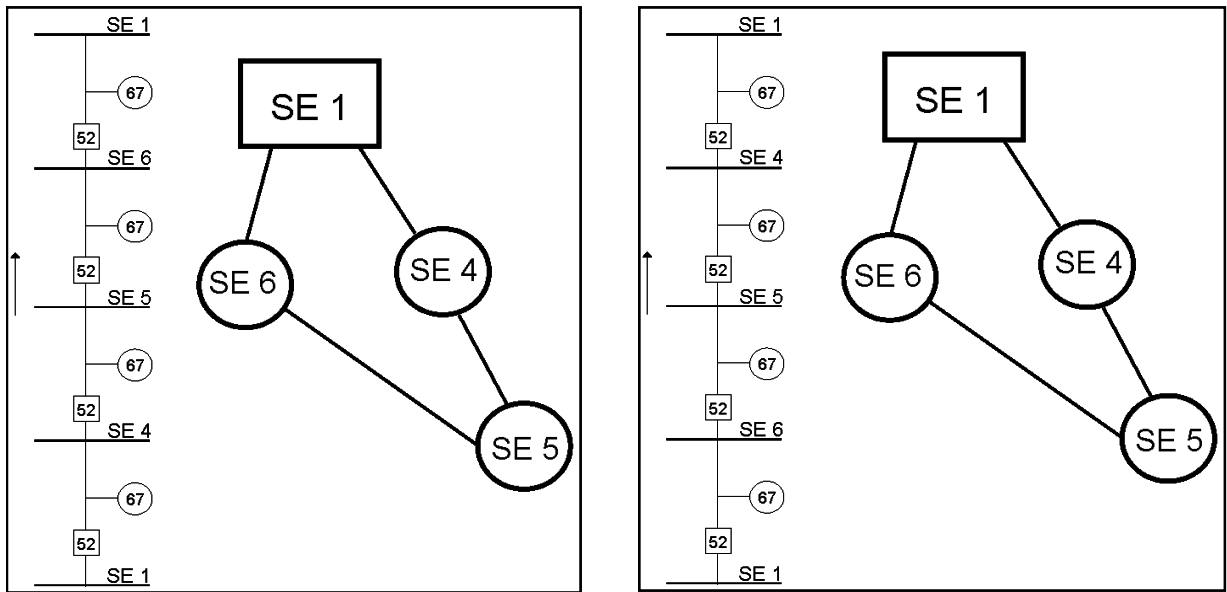



Figura 3.11- Anéis 1 e 2

A figura 3.11 traz a configuração dos anéis 1 e 2 incluindo a direcionalidade, sendo: anel 1 com direcionalidade SE1- SE4- SE5- SE6 e anel 2 com direcionalidade SE1-SE6-SE5-SE4.

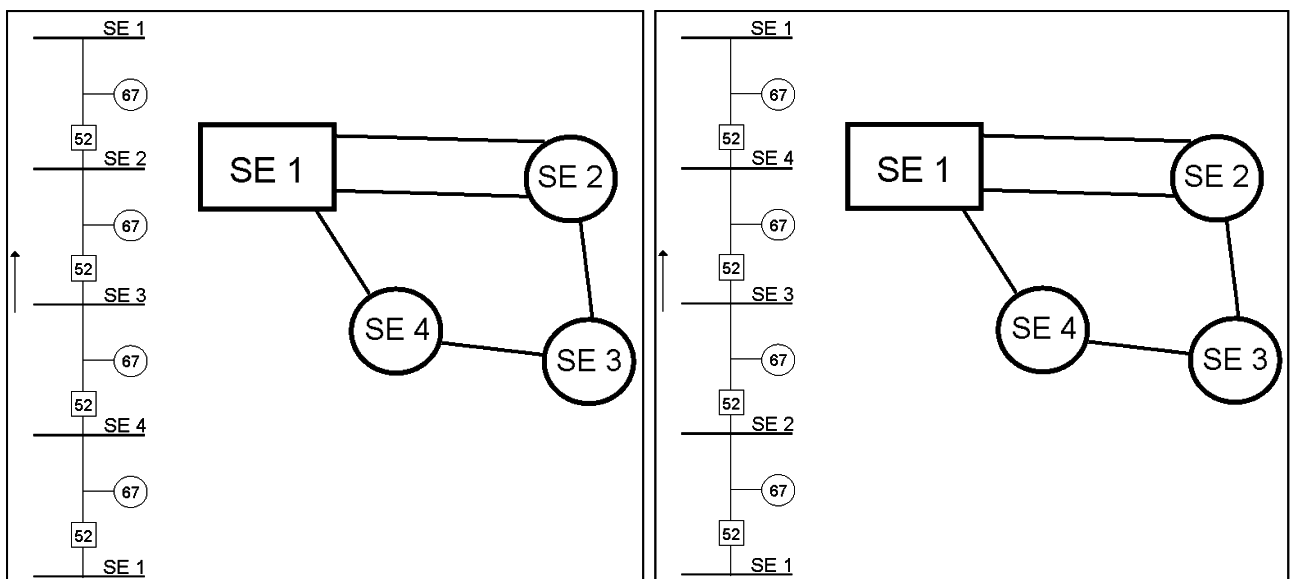



Figura 3.12- Anéis 3 e 4

A figura 3.12 traz a configuração dos anéis 3 e 4, sendo: anel 3 com direcionalidade SE1-SE4-SE3-SE2 e anel 4 com direcionalidade SE1-SE2-SE3-SE4.

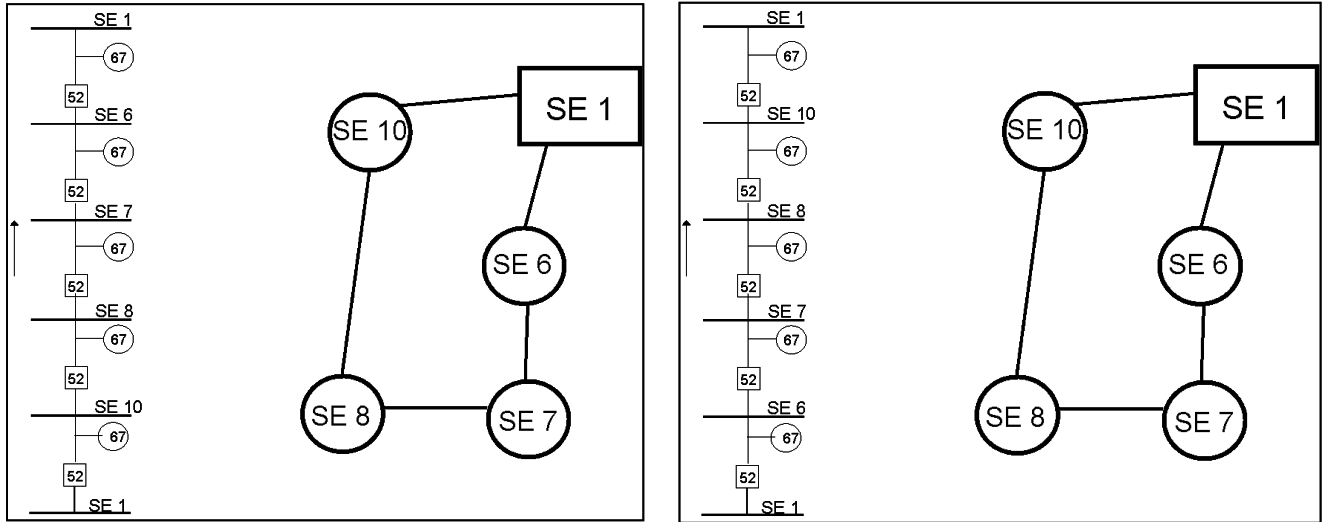



Figura 3.13- Anéis 5 e 6

A figura 3.13 traz a configuração dos anéis 5 e 6, sendo: anel 5 com direcionalidade SE1-SE10-SE8-SE7-SE6 e anel 6 com direcionalidade SE1-SE6-SE7-SE8-se10.

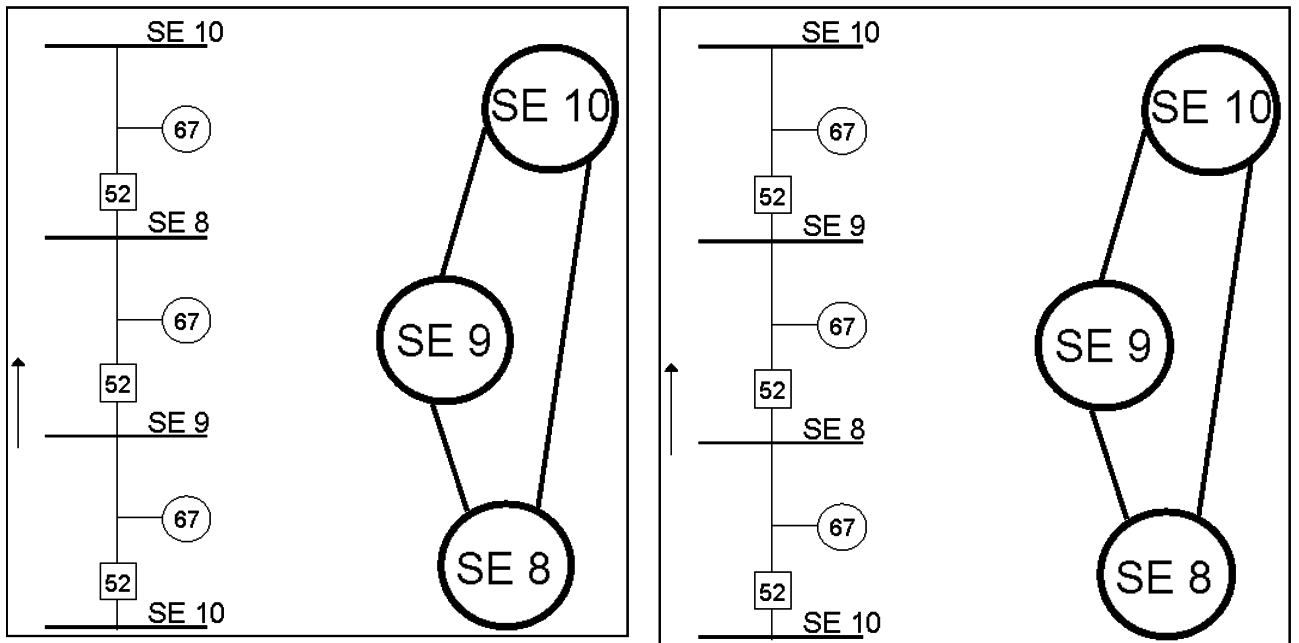



Figura 3.14- Anéis 7 e 8

A figura 3.14 traz a configuração dos anéis 7 e 8, sendo: anel 7 com direcionalidade SE1-SE9-SE8 e anel 6 com direcionalidade SE10-SE8-SE9.

Uma melhor exemplificação da complexidade da coordenação da proteção em um sistema em anéis múltiplos protegido por relés de sobrecorrente direcionais é percebida na figura 3.15. Para um curto-circuito no barramento de 69 kV na SE 5, seja ele entre fases ou fase-terra, os relés direcionais localizados nas SE 4 e 6 e representados na figura 3.15 pela letra A serão sensíveis aos valores de corrente comandando a abertura dos disjuntores. Para que essa operação seja bem sucedida, os relés em A devem estar coordenados com os relés em B e em C, sendo necessário haver um intervalo mínimo entre esses relés de 400 milissegundos por serem relés eletromecânicos, tornando elevados os tempos de eliminação de faltas.

Também pela figura 3.15 é possível perceber que um curto-circuito no barramento de 69 kV na SE5 faz com que haja a perda total de cargas, uma vez que, haverá a abertura dos disjuntores das linhas de transmissão que alimentam a subestação.

Figura 3.15- Relés de sobrecorrente direcionais sensibilizados por curto-circuito em barramento de 69 kV na SE 5

A partir da análise dos transformadores de corrente em 69 kV das subestações, percebeu-se que há quatro enrolamentos secundários, sendo o primeiro utilizado para medição, o segundo para a proteção diferencial de linha o terceiro enrolamento para as proteções direcionais de sobrecorrente de fase e neutro e o quarto enrolamento estando curto-circuitado e não sendo utilizado no momento.

O valor que se selecionará como RTC para as proteções direcionais de sobrecorrente de fase e neutro dependerá de um estudo de fluxo de potência para o sistema em operação normal e contingência, além disso, para uma série de relés direcionais de sobrecorrente em série e sendo estes eletromecânicos, necessita-se em alguns casos a seleção de um RTC com um valor acima do estipulado pelo estudo de fluxo de potência de modo a se conseguir o intervalo de coordenação desejado.

Os relés utilizados na proteção do anel de 69 kV são majoritariamente eletromecânicos, modelo IBC 53-54 e possuem a sua curva característica não tendo opção de seleção de outro tipo, diferentemente dos modelos digitais. A inserção de relés mais modernos nesse sistema se deve ao fato de expansão do sistema industrial com inclusão de subestação, linhas de transmissão e modernização da SE6 de acordo com planos de investimentos e melhorias da empresa. Ainda de acordo com esse plano de crescimento, novas subestações e linhas de transmissão serão incorporadas elevando os tempos de eliminação de faltas por esse tipo de proteção em anel, requerendo que alguma alteração de filosofia seja implantada.

A definição dos ajustes a serem implantados em cada relé demanda elevado tempo da equipe de proteção devido ao elaborado estudo de coordenação e grande trabalho computacional com simulações para diversas configurações do sistema.

Para um curto-circuito trifásico na SE2, cujos valores são retratados na tabela 3.1, pode-se entender o trabalhoso processo de coordenação desse sistema industrial com uso de relés de sobrecorrentes direcionais. A SE2 sendo alimentada por duas linhas de transmissão vindas da SE1 e uma vinda da SE3 precisa que os relés existentes nas extremidades dessas linhas operem no menor tempo possível eliminando uma falta fase-fase nos barramentos de 69 kV.

Os valores de corrente de curto-circuito, bem como o tempo de atuação da proteção principal e o tempo de resposta da proteção de retaguarda são mostrados na tabela 3.1. Os primeiros relés a operarem são das linhas SE1-SE2, com sua abertura obtém-se um novo valor de corrente de curto-circuito devido à alteração da matriz de impedâncias do sistema [36] e um novo tempo para a abertura da linha SE3-SE2 e a eliminação total do defeito sendo a soma total desses tempos. Na tabela também é mostrado o tempo de resposta da SE1 com três transformadores de potência em operação e para o caso de contingência com somente uma linha SE1-SE2. Percebe-se que para o sistema em sua topologia normal, ou seja, três linhas interligadas às SE2 e a SE1 com os três transformadores de potência em paralelo, o tempo total de eliminação do defeito será de 1,12s.

Tabela 3.1- Valores de eliminação de curto-circuito 3F nas barras de 69 kV da SE2

| CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO | | | | PROTEÇÃO PRINCIPAL | LINHA DE/PARA | PROTEÇÃO DE RETAGUARDA | | | LINHA DE/PARA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CURTO | VALOR TOTAL(A) | CONTRIBUIÇÕES (A) | | TEMPO (S) | LT | LOCAL | CORRENTE (A) | TEMPO (s) | LT |
| SE 2 | 8894,38 | SE 1 | 3900,25 | 0,65 | SE1-SE2 | SE 1 | 813,33 | ---- | SE1-SE4 |
| | | SE 1 | 3962,89 | 0,65 | SE1-SE2 | SE 4 | 949,75 | 10,0 | SE4-SE3 |
| | | SE 3 | 979,43 | 8,0 | SE3-SE2 | SE5 | 136,54 | ---- | SE5-SE4 |
| | 8008,44 | Com somente uma LT | | | | | | | |
| | | SE 1 | 6371,16 | 0,41 | SE1-SE2 | | | | |
| Após a abertura das linhas SE1-SE2 | | | | | | | | | |
| SE 2 | 4229,18 | SE 1 | 0,0 | ---- | SE1-SE2 | SE 1 | 3629,3 | 2,0 | SE1-SE4 |
| | | SE 1 | 0,0 | ---- | SE1-SE2 | SE 4 | 4027,22 | 0,82 | SE4-SE3 |
| | | SE 3 | 4075,73 | 0,47 | SE3-SE2 | SE5 | 397,93 | ---- | SE5-SE4 |

É importante ressaltar que para a eliminação do curto-circuito utilizando a filosofia de proteção feita por relé de sobrecorrente não direcional como a proteção principal dos barramentos de 69 kV é necessário que ocorra a abertura de todas as linhas de transmissão que alimentam a subestação em que há o defeito, impedindo a alimentação da falta.

Assim como para a SE2, pode-se perceber na tabela 3.2 para a SE3, em que há primeiro a abertura da linha SE4-SE3 em 0,67s e após isso a abertura da linha SE2-SE3 com a eliminação total do curto-circuito. Deve-se levar em consideração que o sistema pode estar fora de sua configuração original no momento do curto-circuito, o que é retratado considerando somente uma linha de transmissão SE1-SE2 em operação. Situações como essas permitem que o sistema opere alimentando as suas cargas mesmo com linhas fora de operação, sejam para serviços de manobra operacional ou manutenção. Devido a esse sistema

industrial se localizar em região com grande quantidade de partículas sólidas em suspensão, limpezas de isoladores e outros equipamentos são frequentes, levando a abertura de linhas e barramentos de 69 kV. Por o sistema ser em anel, essas operações não acarretam em perda de produção, mas deve-se ter uma atenção especial ao sistema em sua coordenação para a iminência de uma falta quando fora de sua topologia normal, como é mostrado na tabela 3.2 a seguir.

Tabela 3.2- Valores de eliminação de curto-circuito 3F nas barras de 69 kV da SE3

| CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO | | | | PROTEÇÃO PRINCIPAL | LINHA DE/PARA | PROTEÇÃO DE RETAGUARDA | | | LINHA DE/PARA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CURTO | VALOR TOTAL(A) | CONTRIBUIÇÕES (A) | | TEMPO (S) | LT | LOCAL | CORRENTE (A) | TEMPO (s) | LT |
| SE 3 | 7552,61 | SE2 | 2480,24 | 0,94 | SE2-SE3 | SE1 | 1224,14 | 6,0 | SE1-SE2 |
| | | SE4 | 4977,93 | 0,67 | SE4-SE3 | SE1 | 1245,38 | 6,0 | SE1-SE2 |
| | | | | | | SE1 | 4416,6 | 1,46 | SE1-SE4 |
| **Após a abertura da linha SE4-SE3** | | | | | | | | | |
| SE 3 | 4950,12 | SE2 | 4780,0 | 0,41 | SE2-SE3 | SE1 | 2364,24 | 1,53 | SE1-SE2 |
| | | SE4 | 0,0 | ---- | SE4-SE3 | SE1 | 2405,27 | 1,54 | SE1-SE2 |
| | | | | | | SE1 | 0,0 | ---- | SE1-SE4 |
| **Com somente uma linha SE1-SE2 em operação** | | | | | | | | | |
| CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO | | | | PROTEÇÃO PRINCIPAL | LINHA DE/PARA | PROTEÇÃO DE RETAGUARDA | | | LINHA DE/PARA |
| CURTO | VALOR TOTAL(A) | CONTRIBUIÇÕES (A) | | TEMPO (S) | LT | LOCAL | CORRENTE (A) | TEMPO (s) | LT |
| SE 3 | 7457,36 | SE2 | 2213,14 | 1,15 | SE2-SE3 | SE1 | 2194,14 | 1,90 | SE1-SE2 |
| | | SE4 | 5148,3 | 0,65 | SE4-SE3 | SE1 | 4572,34 | 1,46 | SE1-SE4 |
| **Após a abertura da linha SE4-SE3** | | | | | | | | | |
| SE 3 | 4581,95 | SE2 | 4404,0 | 0,44 | SE2-SE3 | SE1 | 4377,04 | 0,57 | SE1-SE2 |
| | | SE4 | 0,0 | ---- | SE4-SE3 | SE1 | 0,0 | ---- | SE1-SE4 |

Com somente uma linha do trecho SE1-SE2 em operação, toda a corrente de curto-circuito que antes se dividia em duas linhas de transmissão passa somente por uma. Por a curva de proteção adotada ser do tipo muito inversa, quanto maior  a corrente passante, menor o tempo de atuação, assim, no momento em que se tiver a abertura da linha SE2-SE3 isolando a SE3 em momento de falta no barramento de 69 kV, há a abertura também da linha SE1-SE2 desenergizando a SE2, ou seja, há uma falta de coordenação do sistema quando em operação fora de sua topologia usual. Por serem relés eletromecânicos, o intervalo de abertura deveria ser de 0,3 a 0,5s, não 0,13s, como ilustrado. Logo, deve-se estudar um novo valor de parametrização que permita o seu funcionamento em várias situações consideradas rotineiras.

Uma solução para esse problema seria alterar o dial de tempo dos relés da SE1-SE2 quando em operação somente com uma linha de transmissão, passando esse valor para 3,0. O efeito dessa mudança é mostrado nas tabelas 3.3 e 3.4. A alteração de dial de tempo para relés eletromecânicos é nesse caso a melhor saída porque uma alteração de pick up traria uma

mudança mais significativa no formato da curva, deixando pontos de descoordenação na SE2. Percebe-se pela tabela 3.3 que a atuação da proteção de retaguarda, antes com 0,57s passa a 0,85s deixando um intervalo de 0,31s. Na SE2 operando somente uma linha SE1-SE2 o valor de abertura passa de 0,41s para 0,65s, sendo o mesmo valor com dial de tempo 2,0 e duas linhas em funcionamento, isto porque apesar de ter havido a elevação do dial de tempo esperando-se que houvesse um aumento no tempo de interrupção, houve a abertura de uma linha modificando a matriz de impedâncias e elevando a corrente de curto-circuito passante em somente uma linha, deixando o valor de abertura igual ao com funcionamento com duas linhas de transmissão e dial de tempo 2. Já o tempo de eliminação de faltas para a operação normal passa de 0,65s para 1,0s para a abertura das duas linhas SE1-SE2, elevando ainda mais o tempo total de eliminação da falta, passando de 1,12s para 1,47s. Assim, o dial de tempo deve ser alterado para o sistema operando com somente uma linha SE1-SE2 e deverá voltar ao seu valor original quando em funcionamento normal. Isso leva a um grande retrabalho das equipes de operação, manutenção e proteção.

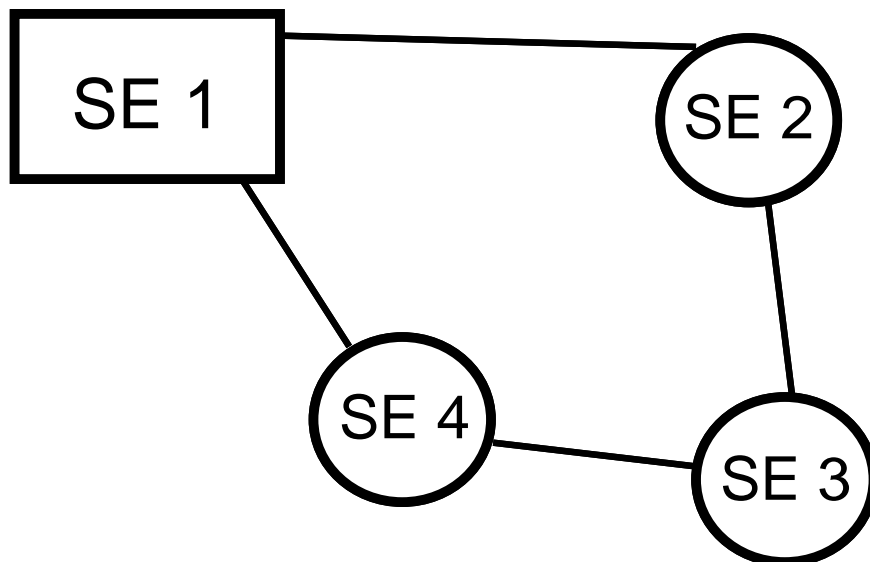



Figura 3.16- SE2 com somente uma linha de transmissão

Tabela 3.3- Valores de atuação frente a curto-circuito no barramento de 69 kV da SE3- alteração de dial de tempo

| Com somente uma linha SE1-SE2 em operação- alteração de ajuste SE1-SE2 | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO | | | | PROTEÇÃO PRINCIPAL | LINHA DE/PARA | PROTEÇÃO DE RETAGUARDA | | | LINHA DE/PARA |
| CURTO | VALOR TOTAL(A) | CONTRIBUIÇÕES (A) | | TEMPO (S) | LT | LOCAL | CORRENTE (A) | TEMPO (s) | LT |
| SE 3 | 7457,36 | SE2 | 2213,14 | 1,15 | SE2-SE3 | SE1 | 2194,14 | 2,80 | SE1-SE2 |
| | | SE4 | 5148,3 | 0,65 | SE4-SE3 | SE1 | 4572,34 | 1,46 | SE1-SE4 |
| Após a abertura da linha SE4-SE3 | | | | | | | | | |
| SE 3 | 4581,95 | SE2 | 4404,0 | 0,44 | SE2-SE3 | SE1 | 4377,04 | 0,85 | SE1-SE2 |
| | | SE4 | 0,0 | ---- | SE4-SE3 | SE1 | 0,0 | ---- | SE1-SE4 |

Tabela 3.4- Efeitos de alteração de dt SE1-SE2 para curto-circuito 3F na SE2

| CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO | | | | PROTEÇÃO PRINCIPAL | LINHA DE/PARA | PROTEÇÃO DE RETAGUARDA | | | LINHA DE/PARA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CURTO | VALOR TOTAL(A) | CONTRIBUIÇÕES (A) | | TEMPO (S) | LT | LOCAL | CORRENTE (A) | TEMPO (s) | LT |
| SE 2 | 8894,38 | SE 1 | 3900,25 | 1,00 | SE1-SE2 | SE 1 | 813,33 | ---- | SE1-SE4 |
| | | SE 1 | 3962,89 | 1,00 | SE1-SE2 | SE 4 | 949,75 | 10,0 | SE4-SE3 |
| | | SE 3 | 979,43 | 8,0 | SE3-SE2 | SE5 | 136,54 | ---- | SE5-SE4 |
| | 8008,44 | Com somente uma LT | | | | | | | |
| | | SE 1 | 6371,16 | 0,65 | SE1-SE2 | | | | |
| Após a abertura das linhas SE1-SE2 | | | | | | | | | |
| SE 2 | 4229,18 | SE 1 | 0,0 | ---- | SE1-SE2 | SE 1 | 3629,3 | 2,0 | SE1-SE4 |
| | | SE 1 | 0,0 | ---- | SE1-SE2 | SE 4 | 4027,22 | 0,82 | SE4-SE3 |
| | | SE 3 | 4075,73 | 0,47 | SE3-SE2 | SE5 | 397,93 | ---- | SE5-SE4 |

A tabela 3.5 traz um resumo desses tempos de eliminação de falta para todas as subestações em sua configuração original.

Tabela 3.5- Tempo de eliminação de curto-circuito trifásico nas barras de 69 kV das SEs

| Subestação | Tempo - 67 (s) |
|---|---|
| SE2 | 1,12 |
| SE3 | 1,08 |
| SE4 | 1,08 |
| SE5 | 0,98 |
| SE6 | 1,24 |
| SE7 | 0,66 |
| SE8 | 0,72 |
| SE9 | 0,50 |
| SE10 | 1,67 |

Possuindo este sistema elétrico na sua subestação principal, a SE1, três transformadores em paralelo, uma outra manobra comum é a retirada de um deles de funcionamento para manutenção periódica, seja no próprio equipamento ou fazendo parte de manobra para limpeza e manutenção de outros equipamentos da própria SE. Sendo o transformador um grande limitador de correntes de curto-circuito devido à sua impedância Z, os valores de corrente de curto-circuito que fluirão para o barramento faltoso terão um valor para três transformadores em paralelo e outro para dois. Assim, as subestações ao entorno da SE1, como SE2, SE4, SE6 e SE10 sofrem diretamente com essa questão. Na montagem da coordenação desse sistema com o uso de relés de sobrecorrente direcionais, primeiramente fez-se os ajustes para o sistema original e depois verificou-se se esses valores encontrados eram condizentes com as várias operações a que o sistema fica submentido. Como mostrado anteriormente, no caso da SE2 deve-se efetuar constantes trocas de dial de tempo quando em operação somente com uma LT SE1-SE2. Para o caso dos transformadores fez-se o mesmo, lembrando que além dos relés de sobrecorrente não direcionais localizados no secundário dos TRs 1,2 e 3, ainda há os relés de sobrecorrente não direcionais da concessionária localizados em subestação não administrada pela indústria em questão. Logo, deve-se preocupar que uma falta no sistema industrial não acarrete em retirada das linhas de transmissão da concessionária, lesando outros consumidores que também dependem dela. Os resultados comparativos de tempo de abertura da proteção para o sistema com dois TRs e com três é mostrado na tabela 3.6.

Tabela 3.6- Tempos de eliminação de curto trifásico SEs 2,4,6 e 10

| Local do curto | Local do relé | Com 3 TRs | Com 2 TRs |
|---|---|---|---|
| | | Tempo (s) | Tempo (s) |
| Barra de 69kV na SE2 | SE1-SE2 | 0,65 | 0,81 |
| | Secundário dos TRs na SE1 | 1,6 | 1,0 |
| | LTs da concessionária | 1,4 | 1,5 |
| | | | |
| Barra de 69kV na SE4 | SE1-SE4 | 0,78 | 0,92 |
| | Secundário dos TRs na SE1 | 1,6 | 1,0 |
| | LTs da concessionária | 1,4 | 1,5 |
| | | | |
| Barra de 69kV na SE6 | SE1-SE6 | 0,71 | 0,76 |
| | Secundário dos TRs na SE1 | 1,6 | 1,0 |
| | LTs da concessionária | 1,4 | 1,5 |
| | | | |
| Barra de 69kV na SE10 | SE1-SE10 | 1,2 | 1,3 |
| | Secundário dos TRs na SE1 | 3,2 | 1,72 |
| | LTs da concessionária | 1,6 | 1,7 |
| | Após abertura da SE8-SE10 e SE9-SE10 | | |
| | SE1-SE10 | 0,87 | 1,0 |
| | Secundário dos TRs na SE1 | 4,5 | 3,25 |
| | LTs da concessionária | 2,0 | 2,8 |

Analisando a tabela 3.6 percebe-se primeiramente que com 3TRs na SE1 a eliminação de qualquer falta trifásica seja ela na SE2, SE4, SE6 e SE10, essa eliminação ocorrerá sem atuação dos relés na SE1 e nas LTs. Devido à expansão do sistema elétrico industrial nos últimos anos houve a necessidade de nova configuração para a proteção dos anéis, elevando os valores de ajuste dos relés de sobrecorrente não direcionais localizados nos secundários dos TRs de 138/69 kV da SE1, não ficando coordenados com os ajustes da concessionária. Para uma falta na SE1, esta possui proteção diferencial de barras e diferencial de transformadores cuja coordenação não depende de outros relés localizados nas demais subestações. Mesmo assim uma descoordenação existe e é uma situação que deve ser evitada, pois pode haver falha de operação de relés nas subestações de distribuição das áreas industriais ocasionando abertura indevida das linhas de transmissão da concessionária local. Item mais grave é quando se faz a mesma análise para dois transformadores em operação. Nesse ponto percebe-se que não há coordenação devida entre as subestações SE 2,4,6 e 10 com os relés de sobrecorrente não direcionais dos transformadores de potência, apesar de existir essa coordenação entre os últimos com a concessionária para as SE2, 4 e 6. Como primeira solução pode-se pensar em reduzir os ajustes atuais nos anéis múltiplos de 69 kV, o que atualmente é inviável, uma vez que, tem de haver coordenação entre relés eletromecânicos e microprocessados em oito anéis de no mínimo 0,3s, respeitando o pick up mínimo para se ter um fluxo de corrente circulante

nas linhas incluindo alteração de configuração em situações de manobras, sendo que a operação tem de ser em menor tempo possível sem prejudicar cargas e subestações adjacentes. Elevar o ajuste da concessionária é outra opção que acarreta elevados tempos para eliminação das faltas. Vê-se então a necessidade de uma solução para o sistema que permita, além de sanar os problemas existentes, que crie uma flexibilidade futura.

Com a ampliação da produção, faz-se necessário a duplicação da linha SE1-SE4, passando a serem duas no total. Os efeitos para a coordenação com os anéis múltiplos de 69 kV e a SE1 e a concessionária podem ser vistos na figura 3.17 e nas tabelas 3.7, 3.8 e 3.9.

.

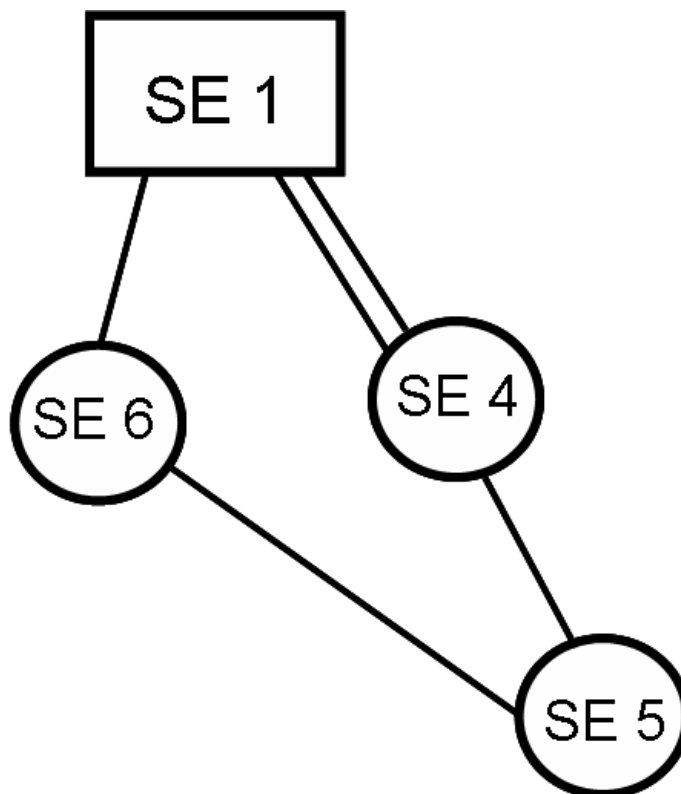



Figura 3.17- SE4 com duas linhas de transmissão

Tabela 3.7- Valores de eliminação de curto-circuito 3F nas barras de 69 kV da SE4 com 1LT

| CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO | | | | PROTEÇÃO PRINCIPAL | LINHA DE/PARA | PROTEÇÃO DE RETAGUARDA | | | LINHA DE/PARA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CURTO | VALOR TOTAL(A) | CONTRIBUIÇÕES (A) | | TEMPO (S) | LT | LOCAL | CORRENTE (A) | TEMPO (s) | LT |
| SE 4 | 9495,47 | SE1 | 7900,17 | 0,78 | SE1-SE4 | SE1 | 258,08 | ---- | SE1-SE2 |
| | | SE3 | 561,57 | ---- | SE3-SE4 | SE1 | 262,55 | ---- | SE1-SE2 |
| | | SE5 | 1003,77 | 1.9 | SE5-SE4 | SE2 | 531,27 | ---- | SE2-SE3 |
| Após a abertura da linha SE1-SE4 | | | | | | | | | |
| SE 4 | 6707,814 | SE1 | 0,0 | ---- | SE1-SE4 | SE1 | 1158.96 | 6.0 | SE1-SE2 |
| | | SE3 | 2370,44 | 0.21 | SE3-SE4 | SE1 | 1179.11 | 6.0 | SE1-SE2 |
| | | SE5 | 4270,96 | 0.30 | SE5-SE4 | SE2 | 2317.98 | 1.08 | SE2-SE3 |

Tabela 3.8- Valores de eliminação de curto-circuito 3F nas barras de 69 kV da SE4 com 2LTs

| CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO | | | | PROTEÇÃO PRINCIPAL | LINHA DE/PARA | PROTEÇÃO DE RETAGUARDA | | | LINHA DE/PARA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CURTO | VALOR TOTAL(A) | CONTRIBUIÇÕES (A) | | TEMPO (S) | LT | LOCAL | CORRENTE (A) | TEMPO (s) | LT |
| SE 4 | 9854,74 | SE1 | 4573,88 | 1,45 | SE1-SE4 | SE1 | 144,59 | ---- | SE1-SE2 |
| | | SE1 | 4321,11 | 1,57 | SE1-SE4 | | | | |
| | | SE3 | 333,71 | ---- | SE3-SE4 | SE1 | 147,1 | ---- | SE1-SE2 |
| | | SE5 | 626,08 | ---- | SE5-SE4 | SE2 | 306,22 | ---- | SE2-SE3 |
| Após a abertura da linha SE1-SE4 | | | | | | | | | |
| SE 4 | 6708,1372 | | | | | SE1 | 1159.15 | 6.0 | SE1-SE2 |
| | | SE3 | 2370,76 | 0.21 | SE3-SE4 | SE1 | 1179.27 | 6.0 | SE1-SE2 |
| | | SE5 | 4270,96 | 0.30 | SE5-SE4 | SE2 | 2318,29 | 1.08 | SE2-SE3 |

Tabela 3.9- Tempos de eliminação de curto trifásico SE4

| Local do curto | Local do relé | Com 3 TRs | Com 2 TRs |
|---|---|---|---|
| | | Tempo (s) | Tempo (s) |
| Barra de 69kV na SE4 com 1 LT | SE1-SE4 | 0,78 | 0,92 |
| | Secundário dos TRs na SE1 | 1,6 | 1,0 |
| | LTs da concessionária | 1,4 | 1,5 |
| | | | |
| Barra de 69kV na SE4 com 2 LTs | SE1-SE4 (LT 1) | 1,45 | 1,95 |
| | SE1-SE4 (LT 2) | 1,57 | 1,80 |
| | Secundário dos TRs na SE1 | 1,5 | 0,85 |
| | LTs da concessionária | 1,4 | 1,5 |

A tabela 3.7 traz os valores de corrente de curto-circuito trifásico no barramento de 69 kV da SE4 com os temos de eliminação das faltas. A tabela 3.8 mostra os mesmos dados que a tabela 3.7, porém para um sistema com duas linhas de transmissão. Percebe-se que com duas linhas em paralelo a impedância total é menor que somente com uma linha fazendo aumentar o valor da corrente de curto-circuito. Também devido a esse paralelismo as correntes de curto se dividem elevando o tempo de eliminação das faltas.

A tabela 3.9 traz um comparativo entre a SE4 com duas e com uma LT. No primeiro caso, para 1LT quando se passa de um sistema de 3TRs na SE1 para 2TRs na SE1, o tempo de

eliminação continua o mesmo para a concessionária, uma vez que o grande limitador das correntes de curto-circuito são os transformadores de potência, há uma diminuição no valor da corrente de curto que chegará ao barramento da SE4 pelo aumento da impedância em paralelo, elevando assim o tempo de eliminação de falta de 0,78s para 0,92s, apesar dessa redução no valor da corrente de curto-circuito com a redução de um transformador a própria corrente se eleva, porque ao invés de se dividir em três, serão dois equipamentos, fazendo reduzir o tempo de eliminação da falta de 1,6s para 1,0s. O mesmo raciocínio é empregado para a SE4 com 2LTs.

Após a análise mais detalhada do sistema pôde-se perceber os reais problemas e que uma solução que atenda a todas as necessidades se faz necessário. Essa solução será abordada no próximo capítulo.

## 3.6 – Conclusão

No presente capítulo foi apresentada a filosofia de proteção de barramentos de 69 kV do SEP estudado, fez-se uma introdução aos modelos de barramentos das subestações e se mostrou as configurações encontradas. O intuito foi tornar mais claro o motivo pelo qual este trabalho foca no sistema de proteção dos barramentos de 69 kV das subestações de distribuição das áreas industriais conectados em anel. A partir do exposto pode-se perceber o quão complexo é esse sistema e o quão importante é apresentar uma melhoria.

# 4- ESTUDO PARA REDUÇÃO DO TEMPO DE ELIMINAÇÃO DE FALTAS EM BARRAMENTOS INTERCONECTADOS EM ANÉIS MÚLTIPLOS

## 4.1 – Introdução

Os barramentos de 69 kV das subestações de distribuição das áreas industriais do sistema elétrico não possuem uma proteção dedicada, sendo a sua proteção principal a proteção de back up das linhas de transmissão feita por relés de sobrecorrente direcionais, 67 e 67N. A escolha de uma proteção de barramentos deve ser feita em conjunto com a criticidade e importância do sistema a ser protegido. Tratando-se de um sistema elétrico industrial com grandes máquinas e equipamentos de grande porte, não sendo, portanto, itens de prateleira, torna-se prioridade o estabelecimento de uma filosofia de proteção condizente com sua importância e dimensão. Além disso, sua franca expansão com implantação de novas unidades produtoras e requerendo uma confiabilidade e competitividade cada vez maior devido à elevada concorrência de produtos, tanto no mercado interno quanto externo, falhas de proteção ou demora em sua atuação podem comprometer as instalações elétricas em proporções elevadas, acarretando prejuízos e perdas de produção por meses. A partir desse ponto viu-se a necessidade de uma análise mais crítica e detalhada da filosofia de proteção que se tem hoje e da que se deseja.

Sendo as faltas trifásicas e fase-fase de valores de corrente mais elevados em relação às faltas à terra desse sistema industrial devido à sua limitação feita por resistores de aterramento de baixa resistência ligados nos transformadores de potência primário em delta e secundários em

estrela aterrada, e assim limitar essa corrente a um valor que garanta a segurança das pessoas, processo e, também, a esses transformadores por confinarem as correntes de sequencia zero no primário em delta, optou-se por fazer um estudo detalhado introduzindo melhoria no tipo de falta que causaria danos à instalação industrial, ao processo e pessoas que são os curtos circuitos trifásicos e fase-fase. Devido à garantia dessa limitação de corrente, os relés de sobrecorrente direcionais de neutro instalados nas linhas de transmissão e protegendo os barramentos de 69 kV podem ter um tempo de eliminação de faltas mais elevado, permitindo que se consiga uma coordenação do sistema de proteção para diversos tipos de topologia sem causar os danos, o que não ocorre para uma proteção de fase somente.

Logo, este capítulo tem como objetivo mostrar uma configuração para a proteção de anel de modo que as faltas trifásicas e fase-fase sejam eliminadas no menor tempo, com o mínimo de modificações nas subestações, menor custo e menor tempo de parada; adotar uma filosofia de proteção de barramentos que permita haver manutenções periódicas nas subestações e linhas de transmissão sem a necessidade de alteração de ajustes de relés de proteção devido a alterações de topologia do sistema e que o sistema se torne seletivo, ou seja, que a eliminação da falta nos barramentos seja localizada permitindo a abertura somente de uma fonte de potência para a subestação e não todas garantindo assim a continuidade do processo produtivo.

## 4.2 – Proposta de filosofia de proteção

Sendo um dos propósitos a redução dos tempos de eliminação de faltas fase-fase e trifásicas nos barramentos de 69 kV das subestações, foram feitas análises e estudos que permitiram a adoção de relés de sobrecorrente diferenciais parciais. O princípio de funcionamento dessa função de proteção denominada de sobrecorrente diferencial parcial para proteção de barramentos é relatada no capítulo 2 e ilustrada na figura 4.1. Um relé de sobrecorrente não direcional é configurado de modo que receba valores de correntes vindas de dois transformadores de corrente conectados permitindo que haja somatório das correntes de curto-

circuito para uma falta trifásica ou fase-fase na barra. Esse relé atuará enviando sinal aos respectivos disjuntores eliminando a falta. A proteção é localizada e protege a área existente entre os transformadores de corrente. Em operação normal do sistema há corrente circulante nos transformadores de corrente, mas não há atuação do relé porque se precisa de um determinado valor de corrente, valor este que irá caracterizar a presença de um curto-circuito; e também que a direção da corrente seja tal que permita haver o somatório de correntes que irão para o relé de proteção. Na figura 4.1 para o curto-circuito na barra compreendida entre os dois transformadores de corrente há a atuação da proteção e a eliminação da falta.

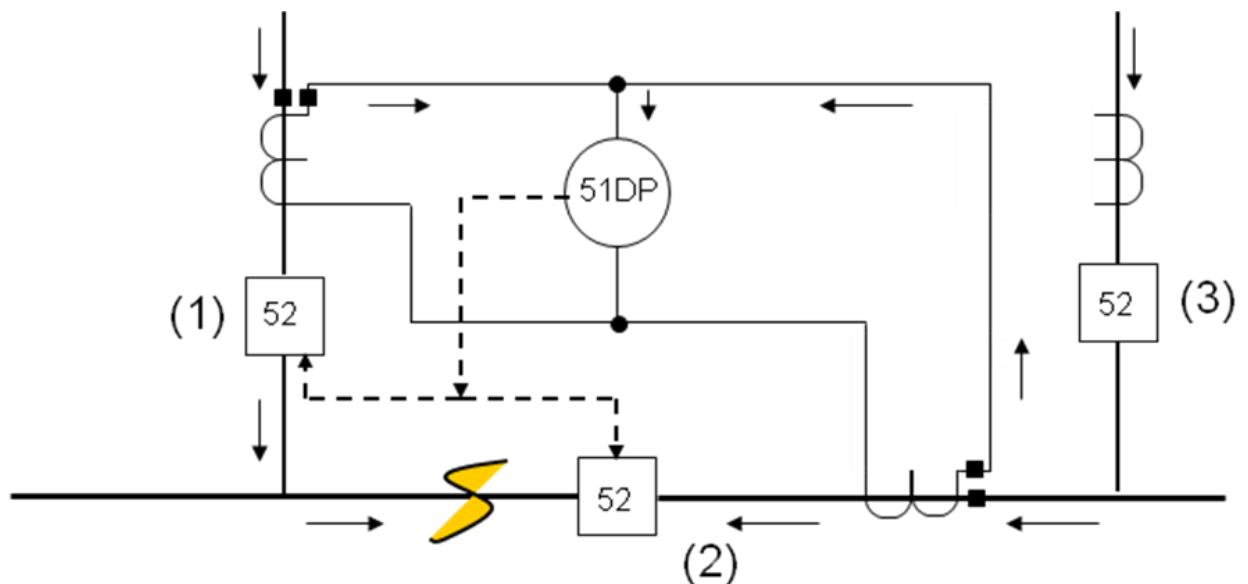



Figura 4.1- Esquemático de atuação do 51DP padrão. Fonte [23]

Para uma falta fora da zona de proteção compreendida pelos dois transformadores de corrente não haverá a atuação da proteção porque o valor visto pelo relé é inferior ao valor ajustado, não caracterizando falta no trecho protegido, conforme ilustrado na figura 4.2.

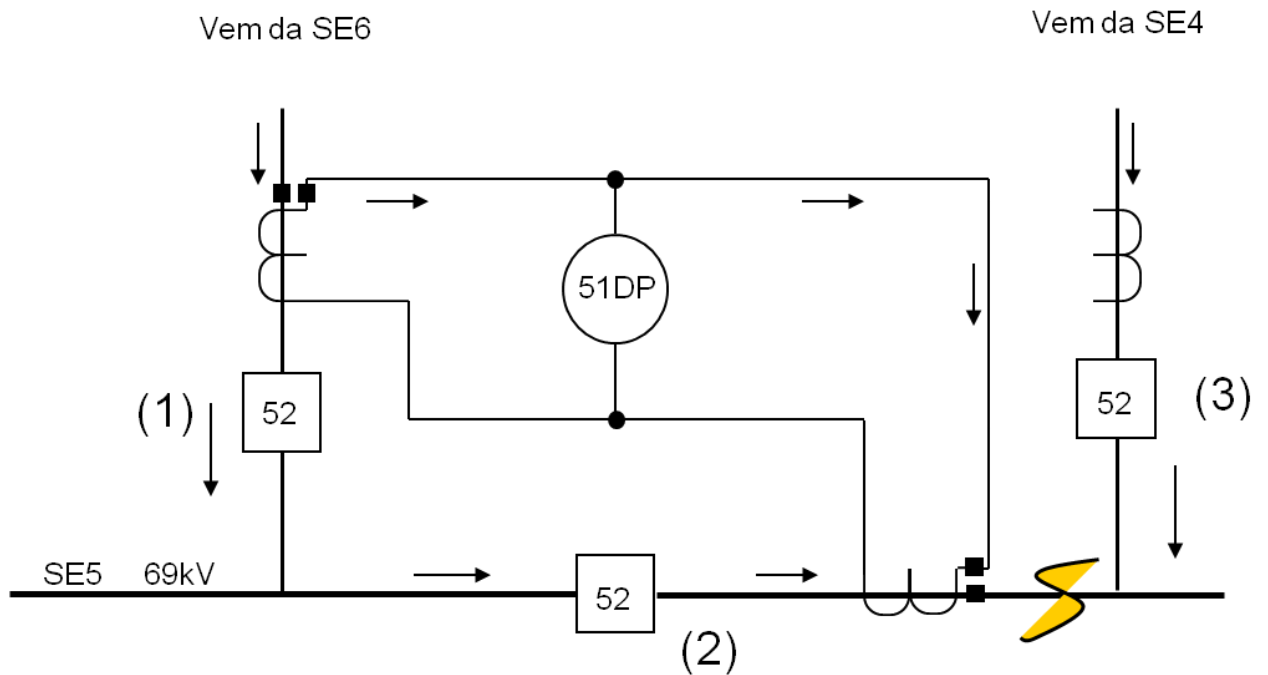



Figura 4.2- Esquemático de atuação do 51DP para curto na barra

O esquema da proteção de sobrecorrente diferencial parcial proposto neste trabalho a ser implantado nas subestações segue um princípio parecido com o ilustrado na figura 4.1, a diferença consiste no fato de que o somatório das correntes será feito a partir de transformadores de corrente existentes localizados nas chegadas das linhas de transmissão de 69 kV utilizando núcleos de proteção secundários que se encontram curto circuitados. A figura 4.3 ilustra essa configuração para as duas linhas que alimentam a SE5. Analisando a figura percebe-se que no relé há a somatória das correntes passantes em cada linha no momento do curto-circuito, bem como ilustrado na figura 4.1. Haverá sempre corrente passante nos transformadores de corrente, a atuação ou não do relé dependerá do valor ajustado, valor este com o objetivo de caracterizar a presença de uma falta trifásica ou fase-fase nos barramentos.

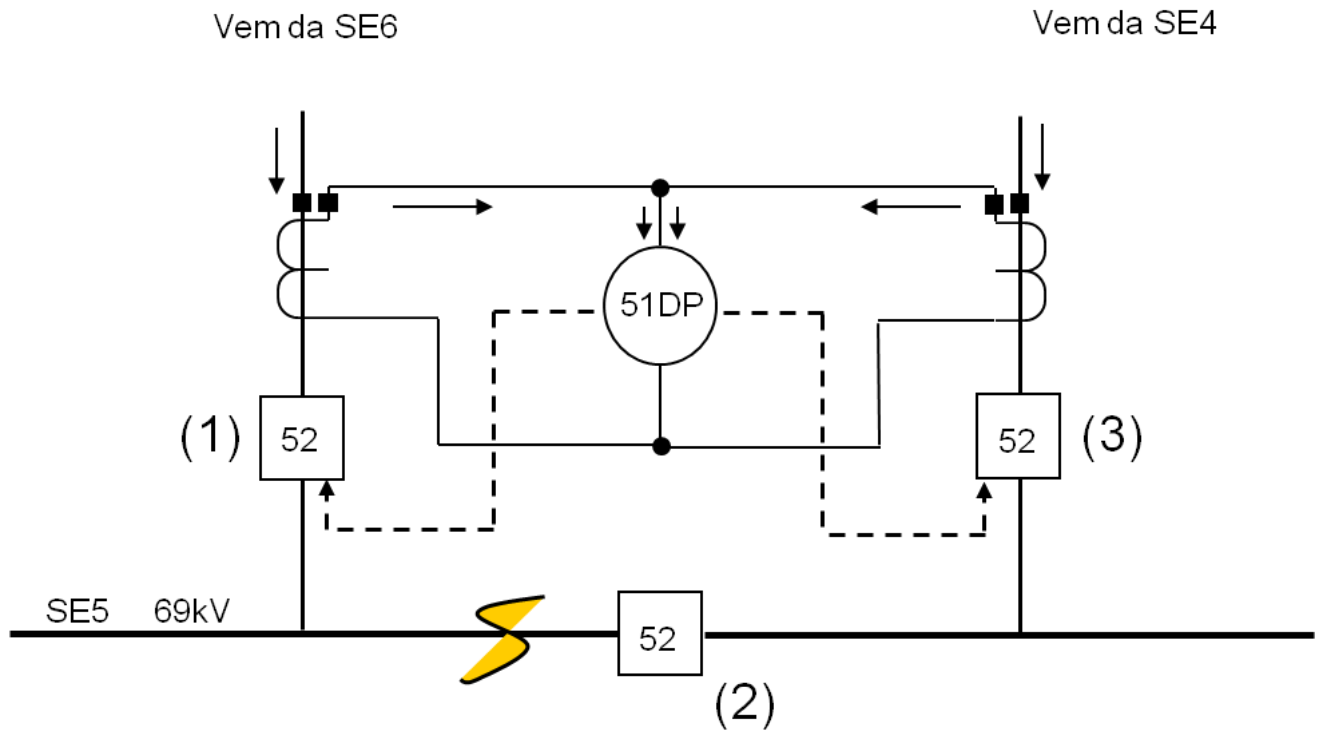



Figura 4.3- Esquemático de atuação do 51DP para curto na barra

Para um curto-circuito fora da zona de proteção do relé 51DP as correntes nos núcleos secundários dos transformadores de corrente se subtraem e a corrente resultante será inferior ao valor de pick up ajustado, impedindo que ocorra a atuação do relé 51DP que fica na SE5, como ilustrado na figura 4.4.

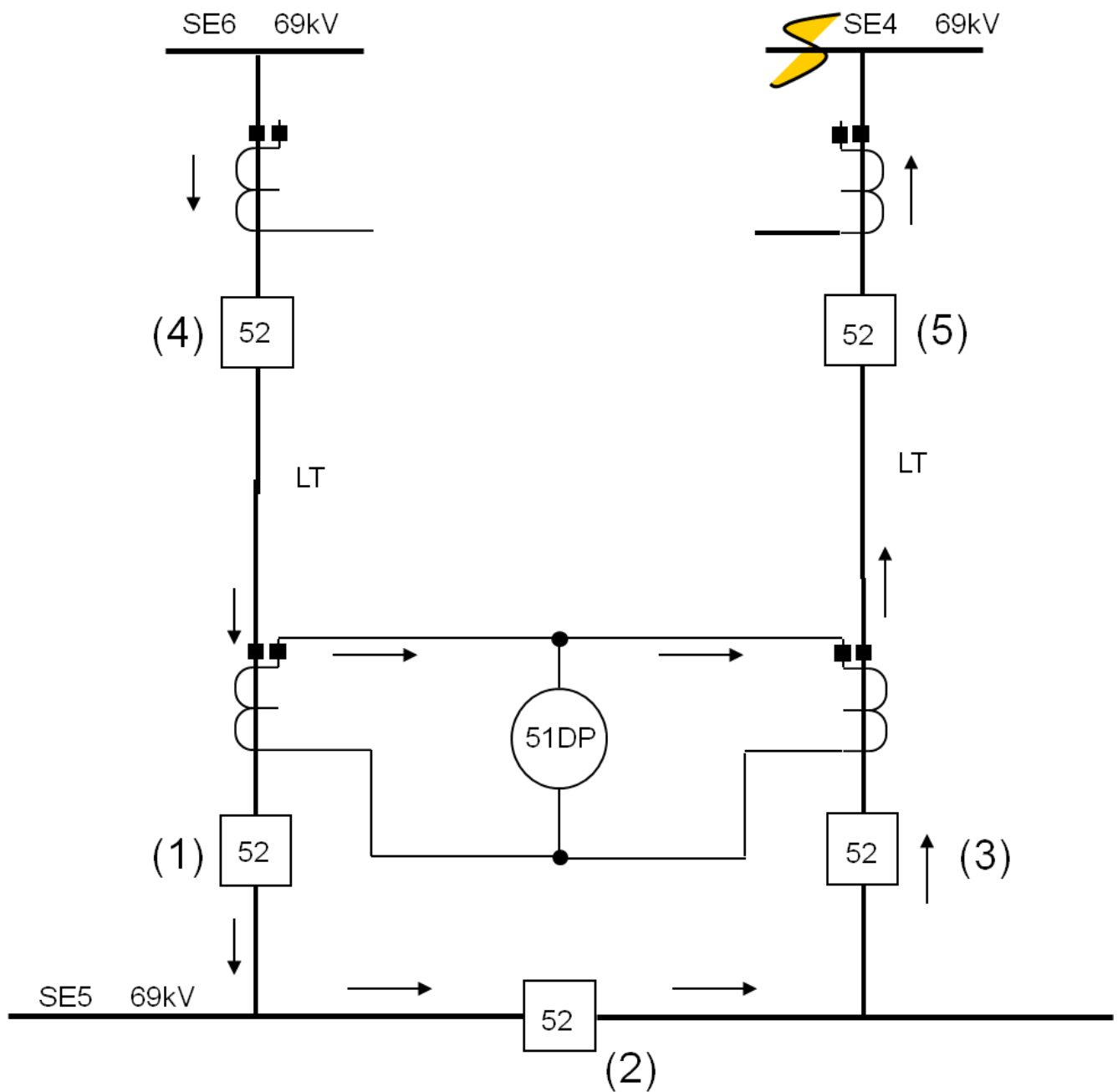



Figura 4.4- Curto fora da zona de proteção do 51DP

Com a aplicação da proteção 51DP nas barras de 69 kV do sistema, ao invés de se esperar a atuação do relé 67 ocorrerá a atuação do relé diferencial parcial provocando a eliminação total da falta. Ter-se-á uma zona de proteção compreendida pelo barramento e pelo primário dos transformadores de potência das subestações, conforme figura 4.5

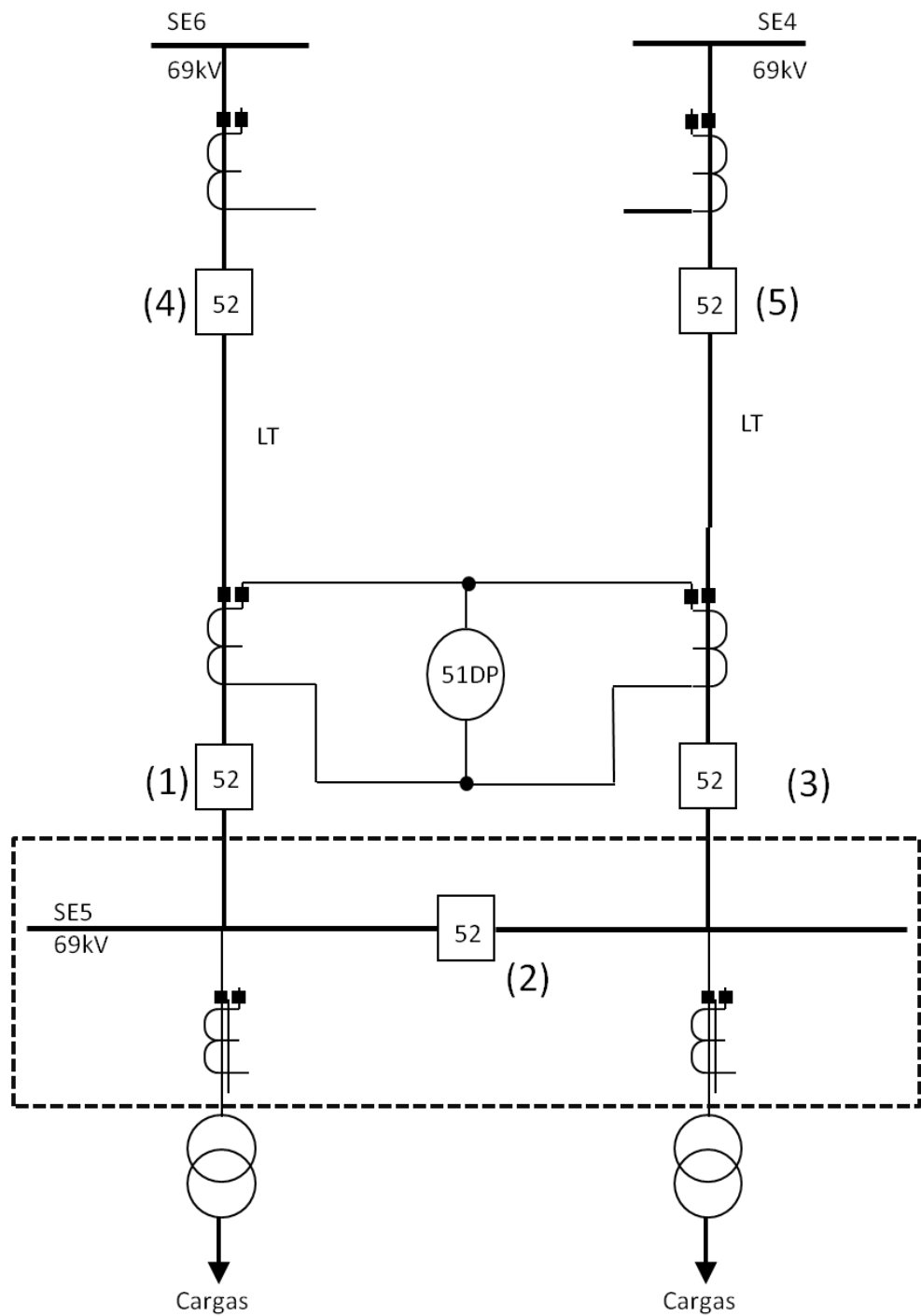



Figura 4.5- Zona de proteção do 51DP

Além das proteções físicas e diferencial de transformador, os transformadores de potência de 69 kV das subestações possuem proteção de sobrecorrente não direcional temporizada e instantânea de fase, logo, para se ter a coordenação com a proteção 51DP proposta neste trabalho deveria-se ter um intervalo de coordenação entre a 51DP e a curva de característica

instantânea dos transformadores de potência. De acordo com [4] a coordenação entre relés eletromecânicos é feita respeitando um intervalo de 0.3 a 0.5s, sendo o mais recomendado e usual o valor de 0.4s ou 400 milissegundos. Esses transformadores de potência não possuem disjuntores em seu primário, ficando a cargo dos disjuntores das entradas das linhas de 69 kV e de interligação de barras, a responsabilidade de abertura em caso de falta. Somado a isso o fato de que a nova proteção será capaz de fazer a vez da função de sobrecorrente não direcional de fase, incluindo os trechos de abertura, viu-se a possibilidade de se retirar a proteção de sobrecorrente não direcional de fases dos primários dos transformadores de potência, deixando-a a cargo da 51DP de barramentos conseguindo assim uma maior redução no tempo de eliminação de faltas e otimização no número de relés utilizados.

Assim, dentre as necessidades e características do sistema estudado, é apresentada a solução que trouxe maiores benefícios com menores custos e tempo de parada de produção. Levando em consideração serem as subestações configuradas em anel simples seccionado, deseja-se uma proteção que não cause a abertura de todas as linhas de transmissão levando à perda de todas as cargas da subestação com barramento de 69 kV em falta que não estivessem ligadas à geração interna, como acontece hoje. Essas perdas somam valores altos e causam muito tempo de parada para manutenção porque em muitas vezes ocorrem quebra de equipamentos que deverão ser substituídos. Com o propósito de evitar ao máximo o dano ao processo produtivo, pensou-se em tornar a proposta sugerida mais seletiva, entendendo-se por seletividade a máxima continuidade do serviço com a menor área desconectada. Para tal pensou-se como primeira medida a abertura do disjuntor de interligação para a separação de barras e em seguida a abertura da linha faltosa confirmando o local de falta. As figuras 4.6 e 4.7 ilustram o uso da proteção 51DP na abertura do disjuntor de interligação separando a barra faltosa da barra sã.  Os disjuntores em pontilhado encontram-se abertos e os com linha contínua fechados. Na figura 4.6 o relé 51DP envia um sinal de abertura ao disjuntor de interligação de barras, representado pelo numeral (2), de modo a isolar a parte sã da parte em curto.

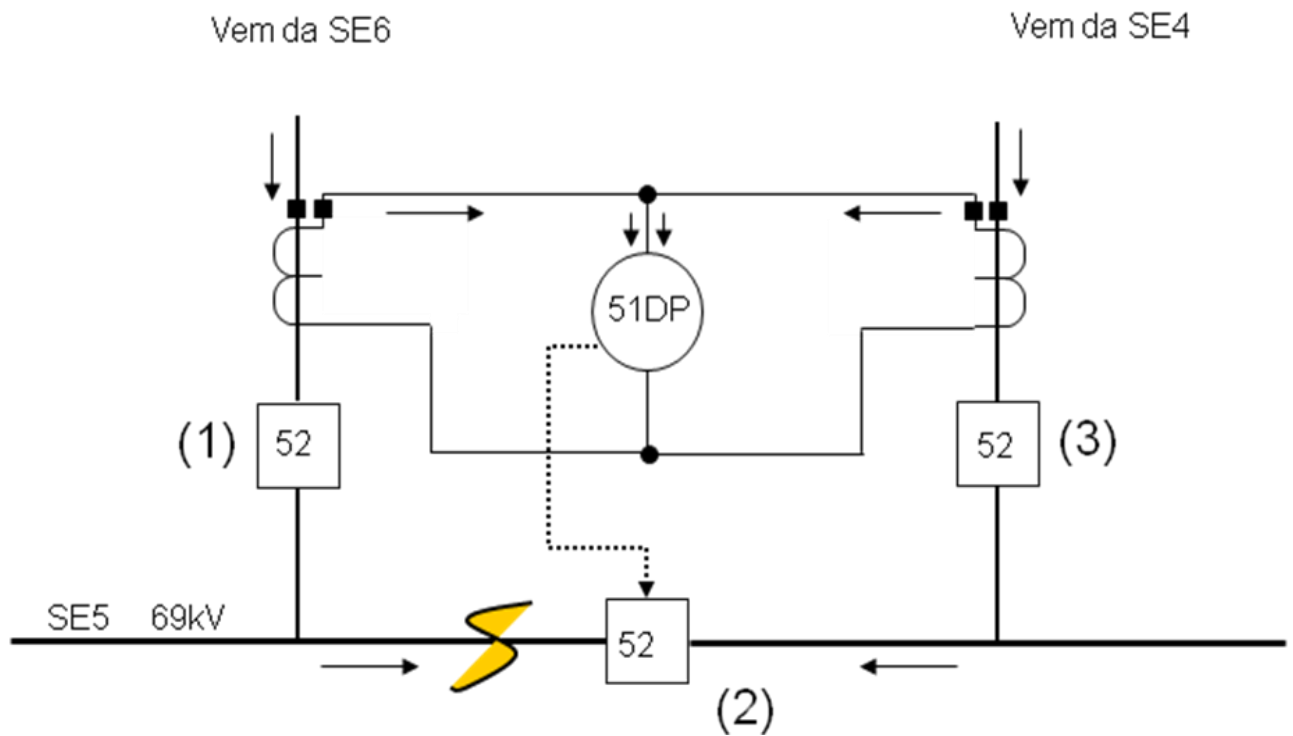



Figura 4.6- Comando para abertura do disjuntor de interligação

Após o envio do sinal, o disjuntor (2) permanece aberto cessando a contribuição ao curto para o barramento vindo da SE4, conforme ilustrado na figura 4.7. A corrente circulante no TC é a corrente de carga do sistema.

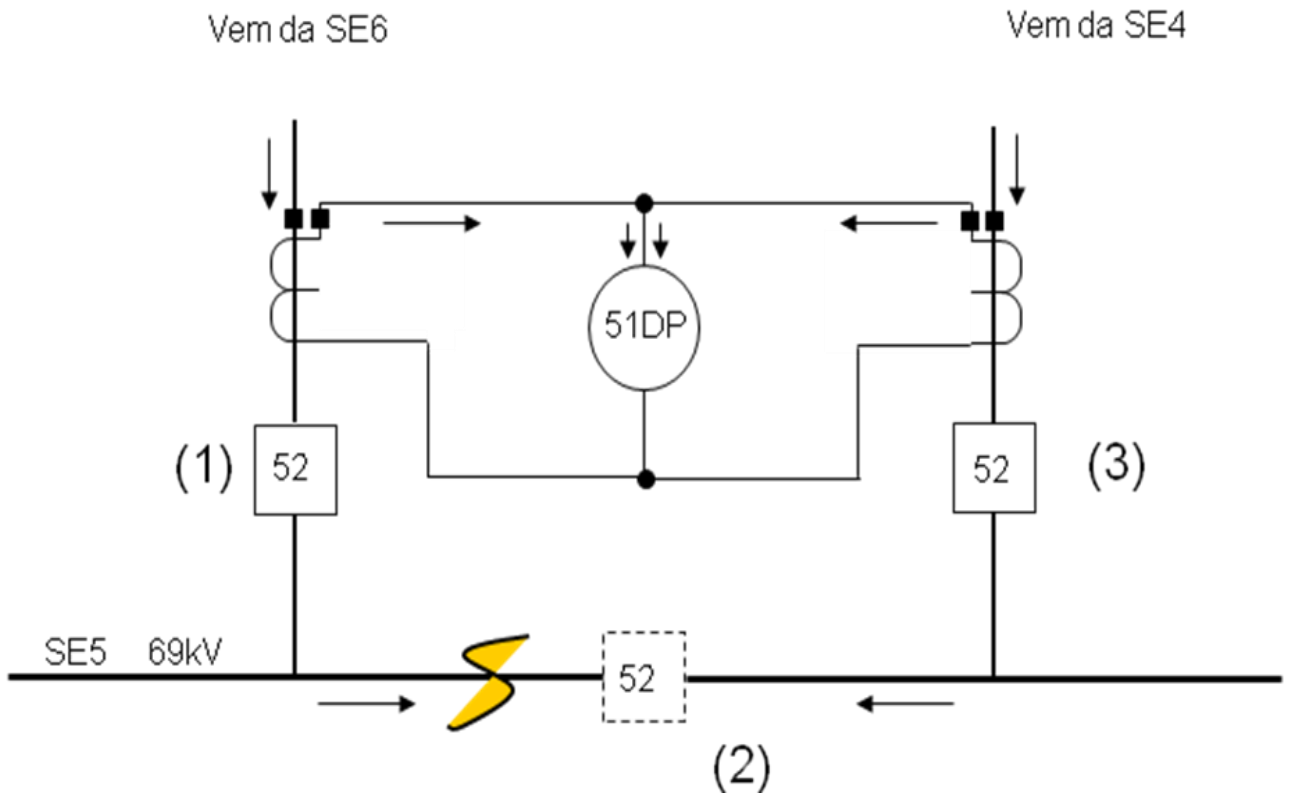



Figura 4.7- Disjuntor de interligação aberto e curto na barra

Do lado do barramento em falta, a corrente elevada em circulação faz com que seja confirmado o curto permitindo uma abertura de disjuntor da linha do lado faltoso. A figura 4.8 ilustra esse segundo passo de atuação do relé de proteção com comando de abertura.

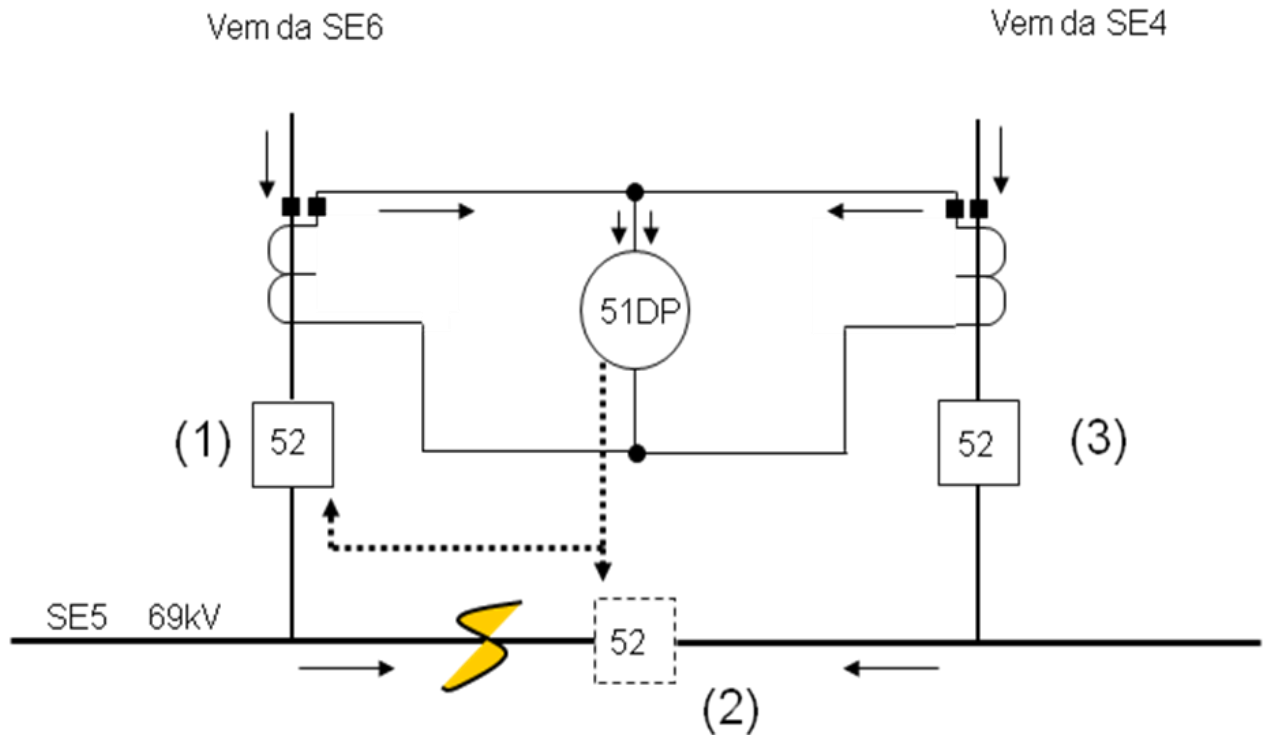



Figura 4.8- Momento de comando para abertura do disjuntor da barra faltosa

A figura 4.9 ilustra o sistema após a total eliminação da falta. Percebe-se que a subestação consegue manter algumas das cargas porque somente um lado foi retirado de operação. Nota-se também que no primeiro passo há a atuação da proteção 51DP e que no segundo momento há a confirmação de continuidade elevada de corrente, sendo uma função de sobrecorrente temporizada, 51 ou instantânea, 50.

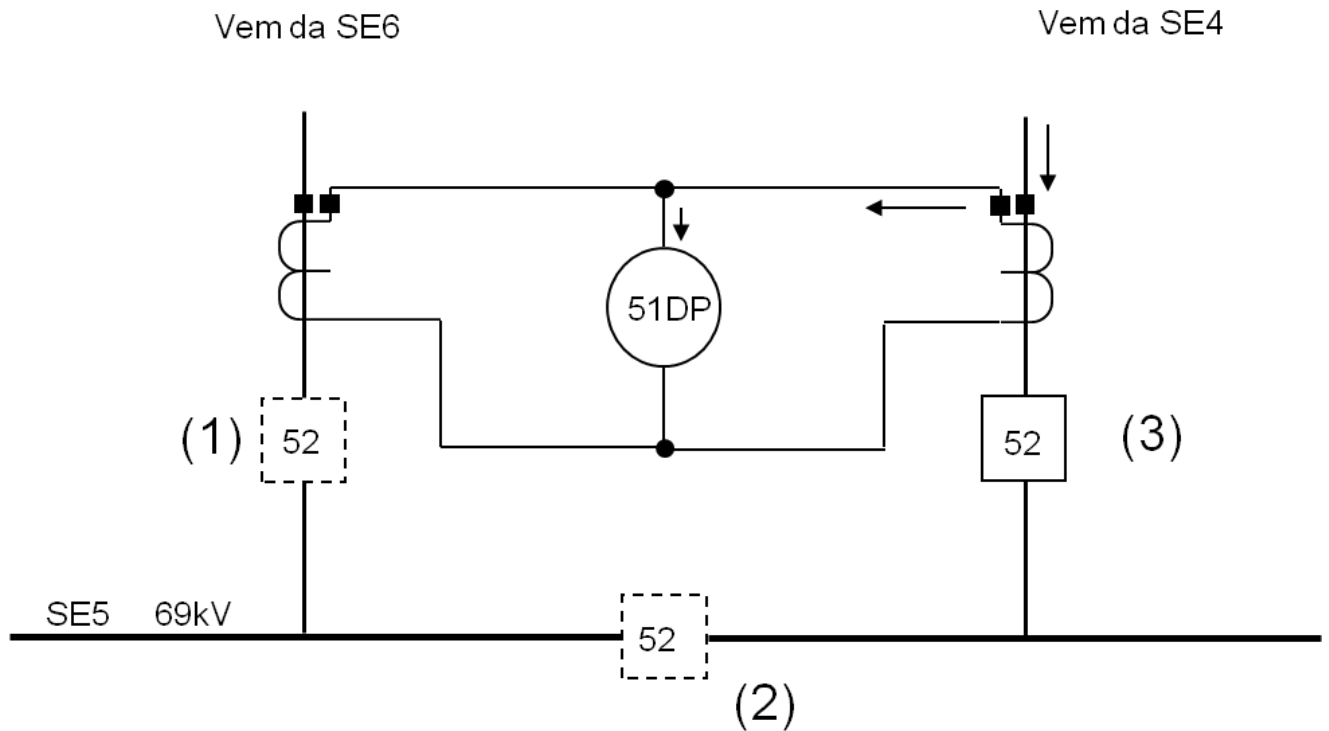



Figura 4.9- Sistema com eliminação da falta

Para se obter o resultado esperado como ilustrado nas figuras 4.6 a 4.9 é proposto o uso de relés digitais com processamento por lógica e com seis entradas de corrente, sendo três entradas para uma linha e três para a outra linha. Além da disposição de configurador de lógica, os relés digitais permitem que se tenha um intervalo de coordenação menor que o relé eletromecânico, podendo ser de 200ms. Assim, a abertura do disjuntor de interligações, (2) é feita em 0,0ms e a eliminação total do curto com a abertura do disjuntor (1) ou (3), dependendo do lado da falta, em 200ms. O esquema lógico proposto é ilustrado na figura 4.10.

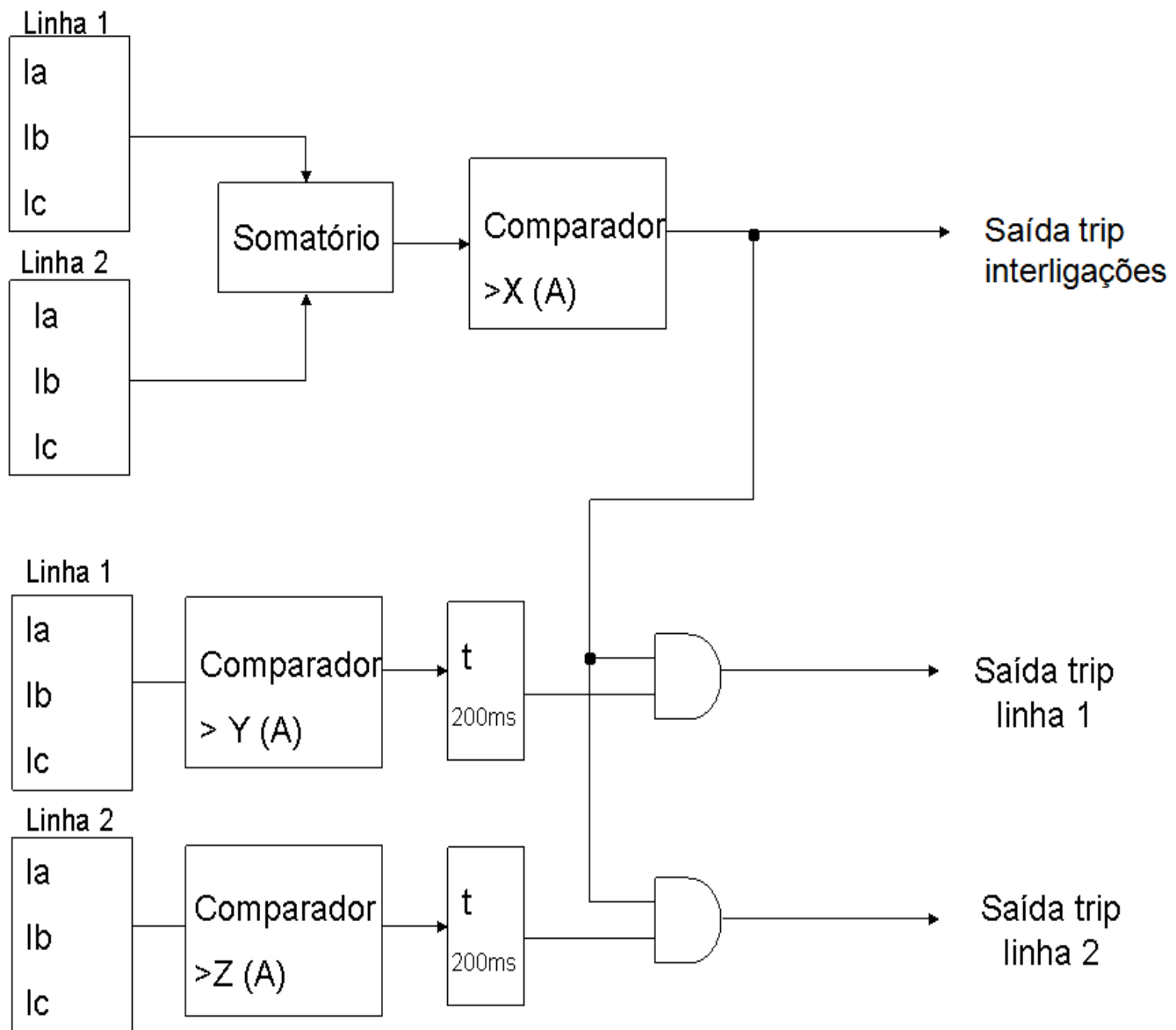



Figura 4.10- Implementação de lógica

No momento do curto-circuito há o somatório das correntes vindas das linhas que chegam à subestação, sendo na figura 4.10 o caso de uma subestação que tenha dois barramentos em 69 kV, independente do número de LTs que chegam em cada um. O valor de corrente que se configurará com curto será visto pelo comparador e dele é enviado um sinal de nível lógico 1, além do sinal de abertura do disjuntor de interligação das duas barras. O lado que permanecerá em falta continuará a contribuir para o curto com um valor de corrente Y ou X, sendo que:

$$X > Y;$$
$$X > Z;$$
$$X \neq Y+Z;$$
$$Y \neq Z;$$

Os valores de X, Y e Z dependem da matriz de impedâncias do sistema, logo, com todas as linhas na barra em curto o valor X será bem maior, quando se abre a interligação, a matriz de impedâncias muda reduzindo esse valor da corrente de curto, para Y ou Z, não sendo iguais, porque depende da configuração do sistema elétrico. Assim, é importante realizar simulações de fluxo de potência e curto-circuito para cada SE para se saber os valore de corrente corretos em cada barra e a contribuição de cada linha de transmissão.

Um quadro comparativo com as reduções dos tempos de eliminação de faltas é mostrado a seguir na tabela 4.1.

Tabela 4.1- Comparativo entre os tempos de eliminação de falta trifásica e fase-fase

| Subestação | Tempo - 67 (s) | Tempo Lógica (s) | Redução do tempo (%) |
|---|---|---|---|
| SE2 | 1,12 | 0,2 | 82,14 |
| SE3 | 1,08 | 0,2 | 81,48 |
| SE4 | 1,08 | 0,2 | 81,48 |
| SE5 | 0,98 | 0,2 | 79,59 |
| SE6 | 1,24 | 0,2 | 83,87 |
| SE7 | 0,66 | 0,2 | 69,70 |
| SE8 | 0,72 | 0,2 | 72,22 |
| SE9 | 0,50 | 0,2 | 60,00 |
| SE10 | 1,67 | 0,2 | 88,02 |

Poucas alterações nas subestações, pouca redução de parada de produção para implementação da solução, menor custo, menor tempo de eliminação da falta e melhor confiabilidade são fatores importantes que se faz adotar um relé com seis entradas de corrente.

## 4.3 – Conclusão

A solução proposta como melhoria para a proteção dos barramentos de 69 kV conectados em anéis múltiplos permitirá que o sistema se adeque aos requisitos de uma proteção, sendo seletivo, sensível, rápido, simples e econômico.

# 5- CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

## 5.1 – Introdução

Este capítulo tem como objetivo fazer um comparativo entre o modelo de proteção existente e o modelo proposto por essa dissertação, apresentando os prós da melhoria proposta, além de apresentar propostas de continuidade.

## 5.2- Conclusões

Como visto neste trabalho, o esquema de ligação por comparação direcional é de coordenação trabalhosa, especialmente em sistemas malhados como é o caso do SEP analisado. No capítulo 3 foi estudada toda a filosofia de proteção do sistema elétrico, detalhando suas características e enfatizando a necessidade de uma modificação na proteção atual dos barramentos de 69 kV. Assim, mostrou-se em detalhes esse tipo de proteção, listando os pontos negativos que afetam diretamente no processo produtivo da empresa, possibilitando propor uma melhoria que atenda às necessidades da empresa e que seja viável financeiramente. Com isso houve vários ganhos entre eles o baixo custo da solução, reduzido tempo de implementação com baixos impactos na produção.

A tabela 5.1 traz um quadro comparativo colocando as características de cada tipo de filosofia, a existente feita por comparação direcional e a proposta feita por diferencial parcial.

Tabela 5.1- Quadro comparativo entre a filosofia atual e a proposta

| Problemas enfentados com a proteção direcional de sobrecorrente | Soluções encontradas com a aplicação da proteção diferencial parcial |
|---|---|
| Elevado tempo de eliminação de faltas trifásicas e fase-fase | Redução do tempo de eliminação de faltas trifásicas e bifásicas em até 88% |
| Severos afundamentos de tensão provocados pelos curtos circuitos causando perda de cargas em diversas subestações | Maior estabilidade ao sistema com a redução do tempo submetido a afundamentos de tensão provocados por curtos circuitos; |
| Alterações de ajustes devido a manobras operacionais em virtude de manutenção do sistema quase que diariamente | Eliminação do retrabalho da equipe de proteção com alterações de ajustes em virtude das modificações de topologia do sistema; |
| Soluções como a 87B podem ser implementadas desde que se faça ampliação civil nas subestações acarretando parada do processo produtivo | Solução pode ser implementada com menor custo e parada de produção |
| Para se definir os ajustes de forma a ter uma coordenação da proteção direcional de sobrecorrente, despende-se de elevado tempo com muitas simulações do SEP para cada configuração do sistema | Redução do número de simulações computacionais tornando o trabalho mais eficiente |
| A atuação correta da proteção causa desenergização completa de todos os barramentos em 69kV das SEs | Eliminação da falta passa a ser seletivo, com abertura somente do trecho defeituoso, deixando em funcionamento grande parte do processo produtivo |

## 5.3 – Propostas de Continuidade

Durante o processo de análise de novas alternativas, foram estudadas as configurações dos relés digitais disponíveis no mercado. Algo que chama a atenção é que ainda se precisa especificar o tipo de proteção que se quer para se definir ao certo um relé, mas muitos possuem a opção de montagem lógica que já permite configurar várias características do sistema que antes eram feitas por atuação de contatos. Percebeu-se também que alguns equipamentos possuem o processamento de medição melhor que outros, sendo assim, a concepção de equipamentos de proteção em que se permita utilizar a lógica em um único relé e assim se configurar várias proteções com a mesma eficiência, um campo de estudo futuro.

Como propostas de melhoria podem-se citar:

- Implementar e testar em relés microprocessados em seis entradas de corrente e avaliar o tempo de processamento dos valores de corrente lidos e o envio do sinal de abertura eliminando o defeito;

- Realizar estudo semelhante para faltas fase-terra.

# 6- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] HOROWITZ, S.H; PHADKE, A.G. Power System Relaying, England: Ed. Research Studies Press LTD, 1993.

[2] CLARK, H.K; STEMER, F.A; MARIOTTO, L. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Brasil: Ed. Santa Maria, UFSM, 1983.

[3] ABNT NBR 6856: 1992- Transformador de Corrente.

[4] CAMINHA, A.C. Introdução à proteção dos sistemas elétricos. São Paulo: Ed. Edgard Blucher, 1977.

[5] MARKUS, Otávio. Circuitos elétricos- corrente contínua e corrente alternada. São Paulo: Ed. Érica, 2001.

[6] KINDERMANN, Geraldo. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência- volume 2. 1ªed. Florianópolis- SC: Ed. do Autor, 2006.

[7] ANDERSON, P.M. Power System Protection. A. John Wiley and Sons, Inc., Publication, 1999.

[8] KINDERMANN, Geraldo. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência- volume 3. 1ªed. Florianópolis- SC, Ed. do Autor, 2008.

[9] SILVA, M.R; CARVALHO, J.C. Barramentos de Subestações. Curitiba-PR: CEFET-PR, 2002.

[10] MARDEGAN, Cláudio. Guia prático de curto-circuitos e seletividade em sistemas elétricos industriais. Osasco- SP: Engepower, 2011.

[11] ARAÚJO, C.A.S; SOUZA, F.C.S; CÂNDIDO, J.R.R; DIAS, M.P. Proteção de sistemas elétricos. 1ªed. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2002.

[12] SCHNEIDER ELECTRIC. Proteção de redes elétricas- Guia de proteção. Schneider Electric, 2008.

[13] MASON, C.R. The art and Science of protective relaying. New York: John Wiley and Sons, 1956. http://www.gedigitalenergy.com/multilin/notes/artsci/index.htm, acessado em 25 de agosto de 2011.

[14] KHAN, S. Industrial Power Systems. 1st. New York; CRC Press, 2007.

[15] COLEÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Vol. 2–Eletrobrás. Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição. 1ª.ed. Rio de Janeiro: Campus/ Eletrobrás, 1982.

[16] STEVENSON, W.D. Elementos de Análise de Sistemas de Potência. 1ªed. São Paulo; McGraw do Brasil, 1978.

[17] Motor Protection Relay SPAM 150c - Product Guide, ABB, 1999. http://www.abb.com.br/product/db0003db004281/c12573e700330419c1256918003597d4.aspx?productLanguage=pt&country=BR, acessado em 03 de janeiro de 2012.

[18] BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, T.J. Protective Relaying, Principles and Practices. 3rd. New York; CRC Press, 2007.

[19] ABNT NBR 7270:1988- Cabos de alumínio com alma de aço para linhas aéreas.

[20] FICAP. Catálogo de Fios e cabos nus de alumínio para linhas aéreas.

[21] Siemens. Placa de identificação de TC- tipo AKOF- uso externo, 1978.

[22] POWER ANALYTICS CORPORATION. Disponível em: http://www.poweranalytics.com/designbase/main.php. Acesso em: 10 maio. 2009.

[23] IEEE- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 242-2001*: IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 2001.

[24] IEEE- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 141-1993*: IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, 1993.

[25] Consultoria e análise, http://www.consultoriaeanalise.com/2009/06/curvas-de-disparo-disjuntores.html, acessado em 3 de agosto de 2012.

[26] IEEE- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std C37.110-2007*: IEEE Guide for the Aplication of Current Transoformers Used for Protective Relaying Purposes, 2007.

[27] IEEE- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std C57.13-2008*: IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers, 2008.

[28] IEEE- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std. C37.002-1996*: IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations, 1996.

[29]ABNT NBR 6855:1992- Transformador de Potencial.

[30] Zocholl, S. E. Analyzing an applying current transformers. 1st. Pullman: Schweitizer Engineering Laboratories, August 2004.

[31] IEEE- The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std. C37.234-2009:* IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses, 2009.

[32] FILHO, Clever S.P. Notas de aula- Sistemas de Proteção Digital. Departamento de engenharia elétrica da UFMG. Agosto de 2011.

[33] Figura de saturação de relé 87 http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-17592008000100009&script=sci_arttext, acessado em 02/10/212.

[34] BEEMAN, Donald. Industrial Power Systems Handbook.1ST . Mc Graw Hill.

[35] FILHO, C.S.P. Redes Elétricas no Domínio da Freqüência. 1ªed. Belo Horizonte, 2009.

[36] FILHO, C.S.P. Notas de aula- Análise de redes elétricas no domínio da frequência. Departamento de engenharia elétrica da UFMG. Março de 2009.

[37] DUARTE, T.C; SANTOS, M.E; FILHO, C.S.P; NAZARETH, P.R.P. Redução do tempo de eliminação de faltas em barramentos interconectados em anéis múltiplos. In: Seminário de balanços energéticos globais e utilidades, 33., 2012, Belo Horizonte. **Anais**... Belo Horizonte: ABM, 2012.

[38] DUARTE, T.C; SANTOS, M.E; FILHO, C.S.P; SOUZA, R.P; QUEIROZ, P.R.T. Redução do tempo de eliminação de faltas com implementação de seletividade em barramentos interconectados em anéis múltiplos. In: Congresso Brasileiro de Manutenção, 27., 2012, Rio de Janeiro. **Anais**... Rio de Janeiro: ABRAMAN, 2012.

[39] Time Overcurrent Relays Types IAC53 e IAC54. **GEH-1788L,** EUA: General Electric CO. Catálogo.

[40] Phase Directional Overcurrent Relays Types IBC51, IBC52, IBC53, IBC54, IBC77 e IBC78. **GEK-49821F,** EUA: General Electric CO. Catálogo.

[41] Ground Directional Overcurrent Relays Types IBCG51, IBCG52, IBCG53, IBCG54, IBCG77 e IBCG78. **GEK-49822E,** EUA: General Electric CO. Catálogo.

[42] Relay Selection Guide. **GET8048A,** EUA: General Electric CO. Disponível em: http://www.ge.com. Acesso em : 22 abril.2012.

[43] IBC/IBCG Directional Overcurrent Relay, EUA: General Electric CO. Disponível em: http://www.electricalmanuals.net/index.php?/Manuals/Protective-Relays/GE/IBC/. Acesso em: 20 janeiro.2012.

[44] SATO, Fujio. Análise de curto-circuito trifásico em sistemas interligados. Campinas. Disponível em: HTTP://www.dsee.fee.unicamp.br/~sato/IT603/cc3fsi.pdf. Acesso em: 15 março 2012.

[45] MARDEGAN, Claudio. Capítulo I- Transformadores de corrente, potencial e bobinas de Rogowski para fins de proteção- Parte I. Revista O Setor Elétrico, São Paulo, p.22-31, Janeiro de 2010. Disponível em HTTP://osetoreletrico.com.br. Acesso em: setembro 2011.

[46] MARDEGAN, Claudio. Capítulo II- Transformadores de corrente, potencial e bobinas de Rogowski para fins de proteção- Parte II. Revista O Setor Elétrico, São Paulo, p.24-33, Fevereiro de 2010. Disponível em HTTP://osetoreletrico.com.br. Acesso em: setembro 2011.

[47] MARDEGAN, Claudio. Capítulo III- Dispositivos de proteção- Parte I. Revista O Setor Elétrico, São Paulo, p.28-39, Março de 2010. Disponível em HTTP://osetoreletrico.com.br. Acesso em: setembro 2011.

[48] MARDEGAN, Claudio. Capítulo IV- Dispositivos de proteção- Parte II. Revista O Setor Elétrico, São Paulo, p.26-35, Abril de 2010. Disponível em HTTP://osetoreletrico.com.br. Acesso em: setembro 2011.

[49] MARDEGAN, Claudio. Capítulo V- Dispositivos de proteção- Parte III. Revista O Setor Elétrico, São Paulo, p.26-36, Março de 2010. Disponível em HTTP://osetoreletrico.com.br. Acesso em: setembro 2011.

[50] VALE, M.H.M. Notas de aula- Análise do SEP. Departamento de engenharia elétrica da UFMG. Setembro de 2004.

[51] The General Electric Company Limited of England (GEC), “Protective Relays Application Guide”, Oxley Press, England, 1989.

[52] WARRINGTON, A.R.V.C. Protective Relays- Their Theory and Practice, vol I e II, London: Chapman & Hall Ltd, 1972.

[53] ELGERD.O.I. Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica. 1ªed. São Paulo; McGraw do Brasil, 1976.

[54] BERNARDELLI, W.H. Subestações. São Paulo; Faculdade Educacional de Barretos- Faculdade de Engenharia.

[55] KINDERMANN, Geraldo. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência- volume 1. 3ªed. Florianópolis- SC, Ed. do Autor, 2011.

[56] The General Electric Company Limited of England (GEC), "Protective Relays Application Guide", Oxley Press, England, 1976.

[57] ABNT NBR 9029: 1985- Emprego de relés para proteção de barramento em sistema de potência.

[58] Short Circuit- Fault Analysis all buses. Paladin Design Base Manual, EUA, 2010.